

Resumen

Este proyecto basa su estudio en una instalación situada en el interior de los límites de la refinería estadounidense Conoco BayWay Refinery, en New Jersey. Ésta realiza el proceso de reducción de cenizas (Aluminio, Silicio, entre otros) de un subproducto de la refinería, el Cat Cracker Clarified Oil (CCCO). El CCCO es una sustancia con un alto contenido en cenizas (más de 0.5 % en volumen) y densidad por lo que se convierte en una sustancia poco útil para la obtención de productos útiles en la refinería. La planta se encarga de reducir estas concentraciones hasta menos del 0.1% en volumen, especificación requerida para dar valor al CCCO en la refinería.

Inicialmente, se estudia con detalle todo el proceso. Desde que entra el producto a la instalación, hasta que se re-circula a la refinería; tanto la operación en sí, como el seguimiento de las concentraciones de cenizas en los flujos entrantes y salientes en cada punto.

Seguidamente, se hace un análisis de las producciones de CCCO limpio en función de la cantidad que entra desde la refinería, así como las proporciones de reducción de cenizas obtenidas. De esta manera se sabe que la instalación cumple con los requisitos de la refinería, el 90% del producto cumple las especificaciones.

Consecutivamente, se hace un estudio de las posibles mejoras en el proceso, como por ejemplo eliminar un producto para aumentar la viscosidad, compensando este déficit con la optimización de las pérdidas de calor en el proceso y aumentando la temperatura de operación.

Asimismo, se realiza un análisis ambiental de toda la planta, calculando, gracias a las normativas estatales y programas facilitados por el estado de NJ, las emisiones atmosféricas, la contaminación acústica y el impacto visual, entre otros. Se compara con los límites establecidos y se concluye que la instalación cumple las normativas aplicables.

La presente memoria continúa con una auditoría ambiental y de riesgos laborales, introduciendo para cada ítem el procedimiento a seguir para mejorarlos.

Finalmente, se procede a estudiar la inversión que supondría el diseño, la implantación y el mantenimiento en el caso de llevar a cabo las mejoras de proceso y los procedimientos ambientales y de seguridad. El objetivo de este análisis es demostrar objetivamente el impacto en el estado financiero en la compañía.





Sumario

RESUMEN	1
SUMARIO	3
GLOSARIO	8
1. INTRODUCCIÓN	15
1.1. Motivación	15
1.2. Origen del proyecto	15
1.3. Objetivos del proyecto	16
2. INFORMACIÓN REFINERÍA	18
2.1. Proceso de refinado	19
2.1.1. Petróleo	19
2.1.2. Destilación fraccionada	19
2.1.3. Fluid Catalytic Cracking (craqueo catalítico fluido)	21
3. CAT CRACKER CLARIFIED OIL (CCCO)	23
3.1. Origen	23
3.2. Características	24
3.3. Tratamiento del CCCO en la planta de RRS	25
3.3.1. Parámetros generales de la operación	26
3.3.2. Descripción del proceso	26
3.3.2.1. Control del sistema de temperatura y viscosidad	27
3.3.2.2. Recibimiento y condicionamiento del flujo entrante (CCCO)	28
3.3.2.3. Separación mecánica primaria. Reducción de sólidos	29
3.3.2.4. Condicionamiento de los residuos sólidos	32
3.3.2.5. Separación mecánica secundaria. Concentración de los residuos sólidos	33
3.3.2.6. Condicionamiento y transferencia del producto final	34
3.3.2.7. Sistema de seguridad con vapor de agua	35
3.3.2.8. Procesos complementarios	35
3.4. Producción y resultados de la planta RRS	35
3.4.1. Producción diaria de CCCO limpio	36
3.5. Contenido de cenizas	37
3.6. Estudio de propuestas	40



3.6.1. Proceso actual	40
3.6.2. Proceso “Propuesta”	41
3.6.2.1. Compensación HCGO	42
4. ANÁLISIS AMBIENTAL	45
4.1. Balance másico del proceso	45
4.1.1. Diagrama del proceso Actual	46
4.1.2. Diagrama propuesta	47
4.2. Emisiones atmosféricas	49
4.2.1. Compuestos Orgánicos Volátiles (VOC's)	51
4.2.1.1. Calculo de las emisiones VOC's	51
4.2.2. Partículas sólidas en suspensión (TSP)	53
4.2.3. Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	54
4.2.3.1. Cálculo de las emisiones H ₂ S	55
4.2.4. Emisiones Potenciales (PTE, Potencial To Emit)	55
4.2.4.1. Cálculo de las Emisiones Potenciales	55
4.2.4.1.1. USEPA-Tanks 4.09d Storage Tank Emission Calculation Program	56
4.2.4.2. Emisiones VOC y PTE planta actual vs. Emisiones Propuesta de mejora	57
4.2.4.2.1 Verificación del proceso como “Insignificant Source Operation”	58
4.3. Residuos sólidos generados	59
4.3.1. Residuo “Solid Slurry”	60
4.3.2. Equipamiento	62
4.4. Consumo de recursos naturales	65
4.4.1. Plástico	65
4.4.2. Papel y cartón	65
4.4.3. Energía	65
4.4.4. Contaminación del agua	65
4.4.4.1. Agua potable	66
4.4.4.2. Agua de proceso	66
4.5. Productos químicos	66
4.6. Contaminación acústica	67
4.7. Impacto visual	68
5. AUDITORIA AMBIENTAL	70
5.1. Resultado auditoria	70



6. ANÁLISIS DE SALUD Y RIESGOS LABORALES	74
6.1. Equipamiento	74
6.2. Seguridad Personal	77
6.3. Seguridad General	78
6.4. Revisión de la documentación y formación	79
7. ANÁLISIS FINANCIERO	82
7.1. Inversión para implementación propuesta y mejoras	82
7.1.1. Renovación de equipamiento técnico	82
7.1.2. Inversión para mejorar seguridad y prevención de accidentes laborales	83
7.1.3. Inversión diseño de la propuesta	84
7.1.4. Inversión Total	84
7.2. Cuenta de resultados	85
7.3. Balance	87
7.4. Análisis inversión	88
8. DIAGRAMA DE GANTT	90
9. PRESUPUESTO DEL PROYECTO	92
9.1. Equipos	92
9.2. Material	92
9.3. Recursos Humanos	93
9.4. Presupuesto global	93
CONCLUSIONES	94
AGRADECIMIENTOS	95
BIBLIOGRAFÍA	96
Referencias bibliográficas	96
Bibliografía complementaria	97



ANEXOS

ANEXO A – RECOVERY&SOLUTIONS LP Y TRABAJO DE CAMPO

- A.1. Inventario de equipos
- A.2. Características tanques
- A.3. Producciones diarias
- A.4. Contenido de cenizas

ANEXO B – CARACTERÍSTICAS PRODUCTOS

- B.1. Cat Cracker Clarified Oil (CCCO)
- B.2. Heavy Cycle Gas Oil (HCGO)
- B.3. Hot Oil Mobiltherm 603

ANEXO C – ESQUEMA INSTALACIÓN

- C.1. Diagrama de flujo proceso actual
- C.2. Diagrama de flujo proceso propuesta A
- C.3. Diagrama de flujo proceso propuesta B
- C.4. Balance proceso actual
- C.5. Balance proceso propuesta A
- C.6. Balance proceso propuesta B

ANEXO D – MEDIO AMBIENTE

- D.1. Software USEPA-Tanks 4.09d
- D.2. Resultado emisiones VOC según Tanks 4.09d
- D.3. Tablas resumen emisiones de cada tanque
- D.4. Clasificación equipamiento
- D.5. Auditoría ambiental

ANEXO E – RIESGOS LABORALES

- E.1. Matriz de riesgos



ANEXO F – ANÁLISIS FINANCIERO

F.1. Cuenta de resultados inversión

F.2. Balance inversión

ANEXO G – OTROS

G.1. Carta Trabajo en RRS

G.2. Noticia RRS



Glosario

Acrónimos y términos

RRS. Recovery & Recycling Solutions, LP

CCCO. Cat Cracker Clarified Oil: sustancia caracterizada por una alta densidad, viscosidad y alto contenido en cenizas. *Sinónimos del CCCO:* Slurry Oil, Cat bottoms, Cat Cracker Bottoms, Cat Tar, Clarified Oil, Cycle Gas Oil, Slurry Oil, Cat

CCCO limpio. Cat Cracker Clarified Oil después del proceso de reducción de cenizas. *Sinónimos de CCCO limpio:* Clean Oil

HCGO. High Cycle Gas Oil.

FCC. Fluid Cat Cracker, Fluid Catalytic Cracker: desintegración catalítica fluida

Solids Slurry. Purga del proceso de reducción de cenizas. Sustancia con un alto contenido en cenizas. También llamado Sludge.

OSHA. Occupational Safety and Health Administration

ASTM. American Society of Testing Materials

EPA. Environmental Protection Agency

NJDEP. New Jersey Department

USEPA. United States Environmental Protection Agency

NJAC. New Jersey Administrative Code

ANSI. American National Standards Institute

MSDS. Material Data Safety Data Sheets

AP-42 EPA. Compilation of Air Pollutant Emission Factors

Dimensiones: W x L x H. ancho x largo x altura



Ppm. Partes Por Millón

BPD. Barriles Por Día

Gpm. Galones por minuto

Psia. Pounds per square inch

Psig. Pounds per Squire unch absolute

Btu/hr. British Thermal Unit. Equivale a 1.055 J

Lbs. Libras

%Ash. Porcentaje de cenizas

RVP. Reid Vapor Pressure. Presión real de vapor.

COV. Componentes Órganicos Volátiles

TSP. Partículas Sólidas en Suspensión

TWA. Time-Weighted Average.

TXS. Sustancias tóxicas

VAN. Valor Actual Neto

TIR. Tasa Interna de Rentabilidad

IPC. Índice de Precios al Consumo.

CF. Cash-Flow. Flujo de caja

Definiciones y aclaraciones

NAAQS. National Ambient Air Quality Standards. Son los principales estándares ambientales para los seis agentes atmosféricos monóxido de carbono (CO), Plomo (Pb), óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de sulfuro (SOx), Componentes volátiles orgánicos (VOC's), partículas en suspensión con diámetro menor o igual a 10 (PM10).



Storage Tanks. Tanques de almacenamieto

Major Source. Se define Major source a aquella instalación que emite por lo menos 10 tonas al año de alguna sustancia definida como HAP, o bien, 25 tonas al año de la combinación de varios HAP's

Major facility. Determina aquella instalación cuyas emisiones potenciales de contaminantes atmosféricos que se listan seguidamente superan los límites indicados.

Agente	Límite (T/año)
VOC	25
NOx	25
CO	100
NH3	100
PM10	98
SO2	100
HAP'S	9
TSP	100
Otros, con excepción del CO2	103

Emission Statement. Establece los requerimientos para el informe anual de las emisiones contaminantes con el fin de verificar que cumplen con las requerimientos

Insignificant Source Operation. Se refiere a aquel equipo o flujo que opera según alguno de los procesos siguientes:

- Tanque estacionario
- El equipo o flujo de operación es menor a su capacidad
- Cualquier equipo o operación que podría emitir algún contaminante directa o indirectamente

VOC. Volatile Organic Compounds. Puede reaccionar con óxidos de nitrógeno (NOx) en la atmósfera para formar Ozono (O₃). Existe una larga lista de elementos VOC emitidos por la distribución de fuel, operaciones químicas, motores de vehículos y gran variedad de procesos industriales, comerciales, y productos de uso comercial.



Viscosidad. Es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal. La viscosidad de un fluido puede medirse por un parámetro dependiente de la temperatura llamado coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad.

Code of Federal Regulations (CFR). Es la codificación de las normativas generales o permanentes publicadas en el registro federal por los departamentos y agencias del gobierno federal. Se divide en 50 títulos que representan las distintas áreas de la regulación federa.

Potential Emissions. Potencial to Emit (PTE). Indica el nivel de emisiones potenciales de contaminantes de una unidad de cálculo de emisiones tomando la máxima capacidad de operación del sistema a estudiar.

NESHAPS. National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants. Es una clase de estándares de limitación de emisiones HAP's basada en el peligro para la salud pública. El NESHAP, está publicado en el número 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) Parte 61.

NSPS. New Source Performance Standards. Se trata de los estándares incentivados por nuevos peligros de los agentes contaminantes, como puede ser la construcción de una instalación en la que se realiza un nuevo proceso y que U.S. Environmental Protection Agency (EPA) determina que su emisión contribuye significativamente en la calidad del aire. El NSPS están publicados en el número 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) Parte 60.

dB. Decibelios. Unidad de representación de la intensidad del sonido

dBA. Decibels, A-weighted. Unidad de representación del nivel de sonido en el oído humano.

Emission Factors. Son ratios que ayudan a determinar las emisiones de un contaminante al nivel de una actividad y que pueden ser fácilmente medidos. Conociendo el factor de emisión y el nivel de actividad, un simple producto muestra la estimación de las emisiones. Los factores de emisión se desarrollan para distintos procesos según el tipo de industria. De esta manera representan valores para una industria determinada, pero no necesariamente representa un flujo específico.



Hazardous Air Pollutants (HAP). Se listan en la Sección 112(b) del *Clean Air Act Amendments* (CAAA) de 1990. Estos contaminantes son emitidos en cantidades pequeñas en comparación con el resto de contaminantes atmosféricos, pero sus efectos en la salud son nefastos. Pueden provocar cáncer, desajustes reproductivos, desordenes neurológicos, mutaciones genéticas, entre otros. El CAAA especifica una lista inicial de 189 HAPs sujetos a regulaciones. La lista de HAPs incluye también contaminantes comunes como formaldehído, cloro, metanol, así como numerosas sustancias menos comunes. Estos contaminantes pueden añadirse, o no, dependiendo de las circunstancias, en la lista.

Balance másico. Es un método para estimar las emisiones sujetas a la totalidad de entrada y salida del flujo en el proceso.

Instalación. Unidad técnica dentro de un establecimiento en donde se producen, utilizan, manipulan, transforman, o almacenan sustancias peligrosas. Incluye todos los equipos, estructuras, maquinaria, instrumentos, muelles de carga o descarga, etc.

Proceso. Actividad o conjunto de actividades que realizadas de la forma adecuada y con el equipo necesario, son capaces de producir un determinado producto.

Carbón Residual. El carbón residual es un vasto indicador de los compuestos asfálticos y con la fracción de aceite lubricante que puede recuperarse. En la mayoría de los casos cuanto menor es el contenido en carbón más valioso es el crudo.

Contenido de sulfuro. La cantidad de sulfuro en una muestra se determina quemando la muestra con un flujo de aire. El dióxido de sulfuro producido se oxida a ácido sulfúrico. La identificación de compuestos sulfúricos en el petróleo no es necesaria. Un estudio más extenso dice que identificando estos compuestos requieren mucho tiempo hasta que son prácticamente hidrosulfurizados a sulfuro de hidrogeno e hidrocarburos. El contenido de sulfuros se debe tener en consideración juntamente con la gravedad específica para determinar el valor comercial del producto. Está comprobado que las sustancias densas contienen un alto contenido en sulfuro.

Punto de fluidez. El punto de fluidez es un indicador aproximado de la parafinidad y aromaticidad relativa del crudo. El punto de fluidez más bajo corresponde a un mínimo contenido en parafinas y aun máximo de contenido de aromáticos.



Contenido de nitrógeno. Un contenido alto de nitrógeno es indeseable ya que los compuestos orgánicos nitrogenados son causa de serios envenenamientos en los catalizadores utilizados en el procesado. Los crudos que contienen nitrógeno en cantidades superiores al 0.25% en peso requieren procesos especiales para eliminar al nitrógeno.

Specific Gravity and American Petroleum Institute (API). La gravedad específica del petróleo se usa como indicador de la calidad de dicha sustancia. Una alta gravedad normalmente indica un porcentaje bajo de las fracciones bajas y medias valiosas. Además, se utiliza esta medición para calcular la masa o el peso del petróleo y de sus componentes. Muchas veces se toma la medida en un volumen base y luego se cambia a las masas respectivas de cada componente con la gravedad específica de cada compuesto.

Otra manera de determinar los pesos relativos del petróleo es con el cálculo de API Gravity. El API gravity en grados se puede calcular usando la fórmula matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$SG \text{ at } 60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{API \text{ gravity} + 131.5}$$

Un API elevado indica un producto ligero, mientras que un API bajo significa que la sustancia es pesada.

Catalizadores de craqueo. Los catalizadores comerciales de craqueo catalítico pueden dividirse en tres clases:

- Aluminosiliciatos naturales tratados con ácido
- Combinaciones de alúminia-silicio sintéticas amorfas
- Catalizadores de alúminia-silicio sintéticos cristalinos llamados zeolitas

La mayoría de los catalizadores utilizados en las unidades comerciales hoy en día son los catalizadores de zeolitas. Las ventajas de estos catalizadores son:

- Actividad más alta
- Rendimientos en gasolina mayores para una conversión dada



- Producción de gasolinas conteniendo un mayor porcentaje de hidrocarburos parafínicos y aromáticos
- Producción menor de coque (y por consiguiente un mayor rendimiento, normalmente para un nivel de conversión dado)
- Producción de iso-butano incrementada.
- Posibilidad de conseguir conversiones más altas por paso sin craqueo excesivo

Contenido de cenizas. El contenido de cenizas en el petróleo crudo es un indicador de metales y sales presentes en una muestra. La ceniza se encuentra usualmente en forma de óxido de metal, sales estables y óxidos de silicio. La muestra de crudo se quema en una atmósfera de aire, por lo que el material que no se quema y resta en la muestra es el contenido de cenizas de dicha muestra.

Tablas

Composición aproximada petróleo crudo.

Elemento	% en peso
Carbón	83-87
Hidrógeno	nov-14
Sulfuro	0.05-2.5 ^a
Nitrógeno	0.1-2 ^a
Oxígeno	0-2 ^a

^a considerado como impureza



1. Introducción

1.1. Motivación

Este proyecto nace a raíz de la intención de realizar una estancia en EEUU. Gracias a motivos personales y a unas circunstancias favorables, aparece la oportunidad de realizar unas prácticas en una empresa situada en el interior de una refinería en New Jersey. Al saber en qué consistía el proceso y la posibilidad de conocerlo en detalle, se observó que el tema podría dar mucho de sí. Se concluyó, entonces, que las posibilidades que se estaban presentando no volverían a surgir.

La principal motivación en realizar este proyecto es la oportunidad de poderlo hacer en EEUU y sobre una empresa en funcionamiento y con un proceso muy concreto. Además, mi interés por materias relacionadas con aspectos químicos, medioambientales, operacionales, acrecentado por los estudios realizados durante la intensificación escogida durante la carrera, ha sido un gran punto de ayuda a la hora de aceptar el reto.

1.2. Origen del proyecto

En el año 2002 el Grupo Tradebe fundó RECOVERY & RECYCLING SOLUTIONS LP (RRS), empresa estratégicamente ubicada en Houston (Texas), en “el centro mundial” del sector del petróleo.

RRS ofrece servicios como; Limpieza de estanques por medio de plantas móviles, limpieza automática de tanques de crudo y tratamiento integral de lodos de refinería por centrifugación y desorción térmica y reducción de sólidos (fracción fina de catalizador, fracción fina de coque u otros) en las fracciones pesadas de las distintas unidades de la refinería, la unidad de FCC (Fluid Cat Cracker-desintegración catalítica fluida) o la unidad de coque por centrifugación mecánica a alta velocidad.

Actualmente RRS está ejecutando un contrato con ConocoPhillips Bayway Refinery en Nueva Jersey, que incluye diseño, financiamiento, instalación, operación y mantenimiento de una



planta para la reducción de la fracción fina de catalizador en la fracción pesada Slurry oil de la unidad de FCC de la refinería.

La planta de RRS (del Grupo Tradebe) en ConocoPhillips Bayway Refinery consiste en una estructura dónde se realiza el proceso de reducción de cenizas, viscosidad y densidad del Slurry oil o Cat Cracker Clarified Oil (CCCO). Esta planta es la única en Estados Unidos capaz de llevar a cabo este tratamiento.

El Slurry oil o CCCO es una sustancia caracterizada por una alta densidad, viscosidad y alto contenido en cenizas. Es este el motivo por el cual el Slurry oil retarda todo el proceso de refinado y, por tanto, requiere de un estudio y tratamiento del mismo.

La segunda, es reducir las cenizas, el aluminio y el Silicio del Slurry oil en la planta especializada de Tradebe y reutilizarlo una vez más en la refinería.

1.3. Objetivos del proyecto

El objetivo principal del proyecto es estudiar y analizar todo el proceso de eliminación de la parte pesante del CCCO. El detalle de todo el proceso ayudará a tener una visión clara de cómo se puede mejorar el proceso. Es decir, como aumentar la producción o, en su caso, los requerimientos de estado del producto para devolverlo a la refinería. Además, se realiza un análisis ambiental; estimando, las emisiones atmosféricas, realizando una auditoria ambiental y haciendo un estudio de los riesgos y de la seguridad laboral.

Otro objetivo, es realizar un análisis financiero de la empresa antes y después de realizar la inversión para implementar los cambios propuestos.

De este modo, se obtiene un proyecto realizado en un 60% en campo, dónde la base es la observación, la toma de datos y las entrevistas con los técnicos. El 40% restante se utiliza para la investigación documental, realización de hipótesis, estimación de resultados y cálculo directo de otros y redacción del proyecto. En EEUU se hizo el 100% del trabajo de campo, pero solo el 30% de la memoria.



Una vez realizado el proyecto, se pretende presentar a la compañía. No con finalidades profesionales sino, más bien, a modo de agradecimiento por el interés mostrado desde el principio.



2. Información de la Refinería

Bayway Refinery tiene sus instalaciones en la localidad de Linden, New Jersey y en Elisabeth, New Jersey, propiedad de ConocoPhillips. Es la refinería más grande en la Costa Este de Estados Unidos. La refinería convierte el crudo de petróleo (suministrado por tanques) en gasolina, fuel diesel, petróleo para calefacción, entre otros. En el 2007, las instalaciones procesaron aproximadamente 269,000 barriles por día (BPD) de petróleo crudo, produciendo 145000 bbl/d (23100 m³/d) de gasolina y 110000 bbl/d (17000 m³/d) de destilados. Estos productos son entregados a los consumidores de las áreas de New York y New Jersey mediante oleoducto, barco, ferrocarril y camiones cisterna.

Des de 2003 la refinería es examinada por New Jersey Department of Environmental, Protection and OSHA (Occupation Safety and Health Administration)

ConocoPhillips tiene aproximadamente 38.700 trabajadores en más de 40 países. En la planta de RRS hay 10 trabajadores. ConocoPhillips opera en 19 refinerías en todo el mundo.

Nombre	Localización	Capacidad de procesamiento de crudo (millones de barriles diarios)
Wood River Refinery	Roxana, IL, USA	306
Wilhelmshaven Refinery	Wilhelmshaven, Germany	260
Alliance Refinery	Belle Chasse, LA, USA	247
Sweeny Refinery	Old Ocean, TX, USA	247
Bayway Refinery	Linden, NJ, USA	238
Lake Charles Refinery	Westlake, LA, USA	239
Humber Refinery	North Linconshire, UK	221
Ponca City Refinery	Ponca City, OK, USA	187
Trainer Refinery	Trainer, PA, USA	185
Borger Refinery	Borger, TX, USA	146
Los Angeles Refinery	Carson/Wilmington, CA, USA	139
San Francisco Refinery	Arroyo Grande/Rodeo, CA, USA	120
Ferndale Refinery	Ferndale, WA, USA	105
Whitegate Refinery	Cork, Ireland	71
Billings Refinery	Billings, MT, USA	58
Melaka Refinery	Melaka, Malaysia	58
MIRO Refinery	Karlsruhe, Germany	56
Czech Refineries	Kralupy & Litvinov, Czech Republic	27

Tabla 2.1. Listado de refinerías de la empresa ConocoPhillips en EEUU [1]



2.1. Proceso de refinado

2.1.1. Petróleo

El petróleo o aceite crudo se extrae de pozos perforados a grandes profundidades, en los estratos rocosos de la corteza terrestre. No se conoce con exactitud el origen del petróleo, pero se cree que es el resultado de procesos geológicos sobre la materia orgánica en descomposición. En la búsqueda de los depósitos de petróleo, los geólogos emplean muchas técnicas, pero la más importante es la que consiste en sondear las diferentes capas de roca con objeto de localizar la presencia de una corona o de una elevación redondeada en la cual puede estar atrapado un depósito de petróleo.

A pesar de que algunos compuestos del oxígeno, azufre y nitrógeno se encuentran en el petróleo, éste está compuesto, principalmente, por una mezcla de hidrocarburos, los cuales se refinan, mediante el proceso llamado destilación fraccionada, para obtener productos útiles. Este proceso se basa en el hecho de que las volatilidades (y por lo tanto las presiones de vapor) de los diferentes hidrocarburos varían inversamente con sus masas moleculares. Los compuestos que poseen menor masa molecular tienen mayor volatilidad y hierven a menor temperatura. Debido a que el enorme mercado del petróleo reside en la gran demanda de gases ligeros, gasolina, aceites combustibles, disolventes, aceites para motores, grasas, parafinas y asfalto, el aceite crudo se destila fraccionadamente para dar productos que tienen amplios márgenes de ebullición. A pesar de que dichos productos son aún bastante impuros, tienen suficiente mercado y uso. Para aplicaciones especiales necesitarán refinaciones posteriores con el consecuente aumento costo. Se obtienen muchos compuestos puros del petróleo.

El proceso básico de refinado consiste en; la separación, la conversión y el tratamiento posterior. [2]

2.1.2. Destilación fraccionada

La destilación fraccionada es el primer paso en el proceso de refinado, la separación. Para fraccionar el petróleo en la industria, se calienta previamente en un horno a alta temperatura. A medida que fluye, a través de un horno tubular, hacia la columna de fraccionamiento los



compuestos del petróleo crudo son vaporizados, condensados y lavados repetidamente para lograr una separación satisfactoria.

En la columna, que es un cilindro vertical, que contiene platillos horizontales debidamente espaciados, cada platillo actúa como una barrera al paso del vapor hacia la parte superior de la columna.

El grado de separación depende del número de platillos que tiene la columna. Conforme el vapor se desplaza hacia arriba se le fuerza a burbujear a través de la fase líquida de cada platillo. Esto hace que los vapores se laven y den lugar a una gran porción del material de mayor peso molecular se disuelva en el líquido y regrese a los platillos inferiores, mientras que los componentes más volátiles son vaporizados y pasan a los platillos superiores. Repitiendo dicho proceso se obtiene una separación efectiva

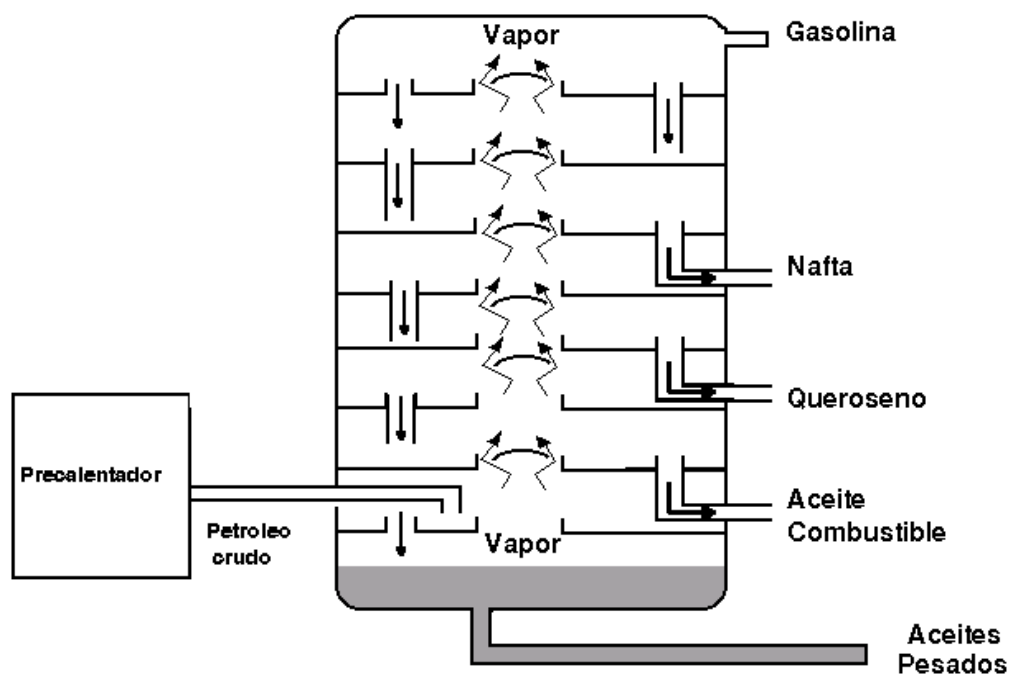


Figura 2.1. Proceso de destilación fraccionada [3]



2.1.3. Fluid Catalytic Cracking (craqueo catalítico fluido)

El craqueo catalítico fluido es un proceso químico posterior a la destilación fraccionada con el fin de mejorar el producto final. Esta unidad recibe de la columna de destilación mayoritariamente gasóleos y crudos reducidos. Éste es el proceso de la refinería más importante y más ampliamente utilizado para la conversión de aceites pesados en gasolina más valiosa y productos más ligeros, por el cual se quiebran las moléculas del petróleo produciendo cadenas de hidrocarburos más simples.

Originalmente el craqueo se realizaba térmicamente, pero los procesos catalíticos han reemplazado casi completamente al craqueo térmico, debido a que se produce más gasolina con mayor octanaje y menos aceites pesados y gases no saturados.

Todos los procesos de craqueo catalítico que se utilizan hoy en día se pueden clasificar en unidades de lecho móvil o lecho fluidizado.

Se trata de un proceso químico, mientras como se verá más adelante, el proceso de reducción de cenizas es solo mecánico. El modelo de craqueo catalítico que se utiliza en Bayway Refinery es el de proceso fluido.

El proceso de craqueo produce carbón (coque) que permanece sobre las partículas de catalizador rebajando su actividad. Para mantener la actividad del catalizador a un nivel útil, es necesario regenerar el catalizador eliminando por combustión con aire este coque. Como resultado el catalizador se traslada continuamente del reactor al regenerador y de nuevo al reactor. La reacción de craqueo es endotérmica y la regeneración exotérmica.

Las temperaturas medias del reactor están en el intervalo de 870 a 950°F, con temperaturas del aceite de alimento desde los 600 a los 850°F y temperaturas de salida del regenerador para el catalizador de 1100 a 1250°F.

Los diagramas de flujo de ambos tipos son similares. El aceite caliente de alimento se pone en contacto con el catalizador o en la línea ascendente del alimento o en el reactor. A medida que la reacción avanza, el catalizador se desactiva progresivamente debido a la formación de coque en la superficie del catalizador. Éste y los vapores de hidrocarburo se separan mecánicamente y el aceite que permanece en el catalizador se elimina mediante agotamiento



con vapor antes de que el catalizador entre en el regenerador. Los vapores de aceite llevan por la parte superior a una columna de fraccionamiento para su separación en corrientes que posean los intervalos de ebullición deseados.

El catalizador debilitado fluye en el regenerador y se reactiva por eliminación de los depósitos de coque mediante combustión con aire. Las temperaturas del regenerador son controladas cuidadosamente para prevenir la desactivación del catalizador por sobrecalentamiento. Esto se realiza generalmente por control del flujo de aire para proporcionar la deseada razón CO_2/CO en los gases de combustión de salida dado que la combustión del CO a CO_2 no elimina coque del catalizador pero sí produce un exceso de calor. Los gases de combustión y el catalizador se separan mediante ciclones, y el catalizador se trata con vapor para eliminar el oxígeno adsorbido antes de que el catalizador entre en contacto con el aceite alimento.

Este proceso, “Fluid Catalytic Cracker” (FCC), se realiza en una máquina de unos hasta sesenta metros de altura. A lo largo de kilómetros de tuberías y reactores circulan a elevadas temperaturas grandes cantidades de vapor, aire y catalizador pulverizado. A determinada altura de la operación los finísimos granos del catalizador se revisten del carbón separado del petróleo.

En el proceso, el fluido del catalizador es tan fino que cuando es agitado en mezcla con aire u otros gases, aumenta su volumen y fluye como un líquido pudiendo así ser controlado por válvulas.

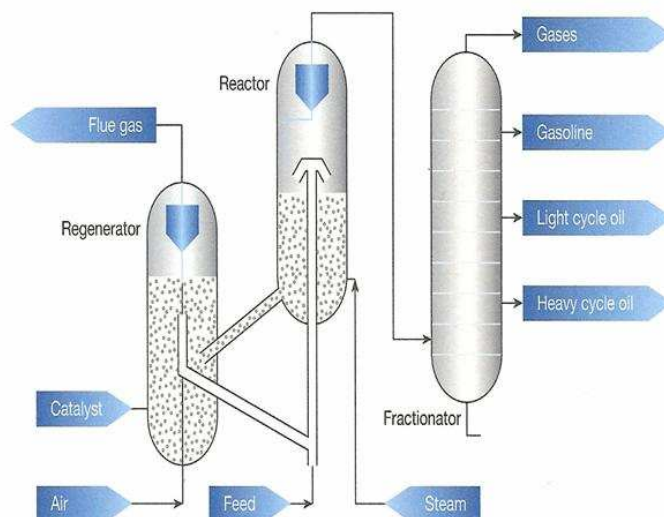


Figura 2.2. Equipamiento del “Craqueo catalítico fluido” [4]



3. Cat Cracker Clarified Oil (CCCO)

3.1. Origen

El Cat Cracker Clarified Oil (CCCO) o Slurry Oil es el residuo líquido que se obtiene del proceso Fluid Catalytic Cracking (desintegración catalítica fluida) de la refinería, y tiene aproximadamente un 0,5% en peso de cenizas.

Catalyst fines (partículas finas del catalizador utilizado para el Fluid Cat Cracking) y otros materiales inertes como el Silicio y el Aluminio se encuentran como cenizas en suspensión en el Cat Cracked Clarified Oil (CCCO). Este contenido de cenizas reduce el valor del CCCO como producto del petróleo. Por tanto, con el fin de no desperdiciarlo interesa poder reducir la cantidad de cenizas para enviar de nuevo el CCCO al proceso de destilación y aumentar, de esta manera, el rendimiento de la refinería.

ConocoPhillips contactó con la empresa Recovery & Recycling Solutions, LP (RRS) (propiedad del Grupo TRADEBE) para reducir la concentración de cenizas del flujo procedente de la refinería, el Slurry Oil o Cat Cracker Clarified Oil (CCCO). RRS mediante la separación mecánica por centrifugación y el control de la viscosidad del producto se realiza el servicio que necesita Bayway Refinery. RRS tiene su propia instalación en el interior de la refinería para realizar con éxito su objetivo.

Las instalaciones de Tradebe realizan la reducción de cenizas sólidas obteniendo el llamado Cat Cracked Clarified Oil limpio (CCCO) del proceso Fluid Catalytic Cracking de la refinería. Una vez se obtiene el producto limpio se envía de nuevo a la refinería para seguir su proceso, mientras que las cenizas sólidas se disponen para llevarlas como residuo sólido al vertedero de Canadá.

La unidad de trabajo utiliza dos procesos para reducir las cenizas. El primero, llamado *Separación primaria* dónde se limpia la mayor parte del CCCO. El segundo, *Concentración de cenizas*, que consiste en la concentración de todas las cenizas obtenidas del primer proceso



para su disposición final. Se explica con más detalle en la sección “Tratamiento del Slurry Oil en la planta de RRS”.

3.2. Características

Se expone a continuación las propiedades químicas y físicas de los dos productos que toman parte en el proceso de reducción de cenizas; el CCCO o Cat Cracker Clarified Oil y el HCGO o High Cycle Gas Oil en el instante de entrada en la planta. Este último proviene también de la refinería, concretamente, del proceso de destilación fraccionada (es el producto más pesado después del Coque) dónde, entre otros, se obtiene gasolina, gases y otros productos finales, y se utiliza para mejorar el proceso de reducción de cenizas en la planta de RRS.

	CCCO	HCGO
Apariencia	Negro-marrón	Negro-marrón
Estado físico	Líquido	Líquido
Olor	Petróleo puro	Petroleo, huevo podrido
Peso molecular estado líquido (g/mol)	387	387
Peso molecular estado vapor (g/mol)	190	190
Presión real del vapor	0.00019 psia	0.0011 psia
Rango de ebullición	>662° F / >350° C	482 -1013 °F / 250-545°C
Solubilidad en agua	Negligible	Negligible
Gravedad específica	6-10 API gravity	
Volatilidad	no determinada	90.00%
Viscosidad aproximada (cSt)	100	
Densidad volumétrica	8.42 lbs/gal aprox.	7.79 lbs/gal aprox.
Punto de inflamabilidad	>200°F, >93° C	150 °F, >65° C
Límites de inflamabilidad (%)	LEL: 0,5 / UEL: 7.0	LEL: 0,5 / UEL: 7.0
Benzeno	0.2 mg/m3	-
Carbon residual (wt.%)	8.2	-
Cenizas (wt.%)	0.01	-
Sulfuro de Hidrogeno(ppm)	100	-
Sulfur (wt.%)	1.05	-
Aluminio(ppm)	20.5	-

Tabla 3.1. Características físicas y químicas del CCCO y HCGO [5]



3.3. Tratamiento del CCCO en la planta de RRS

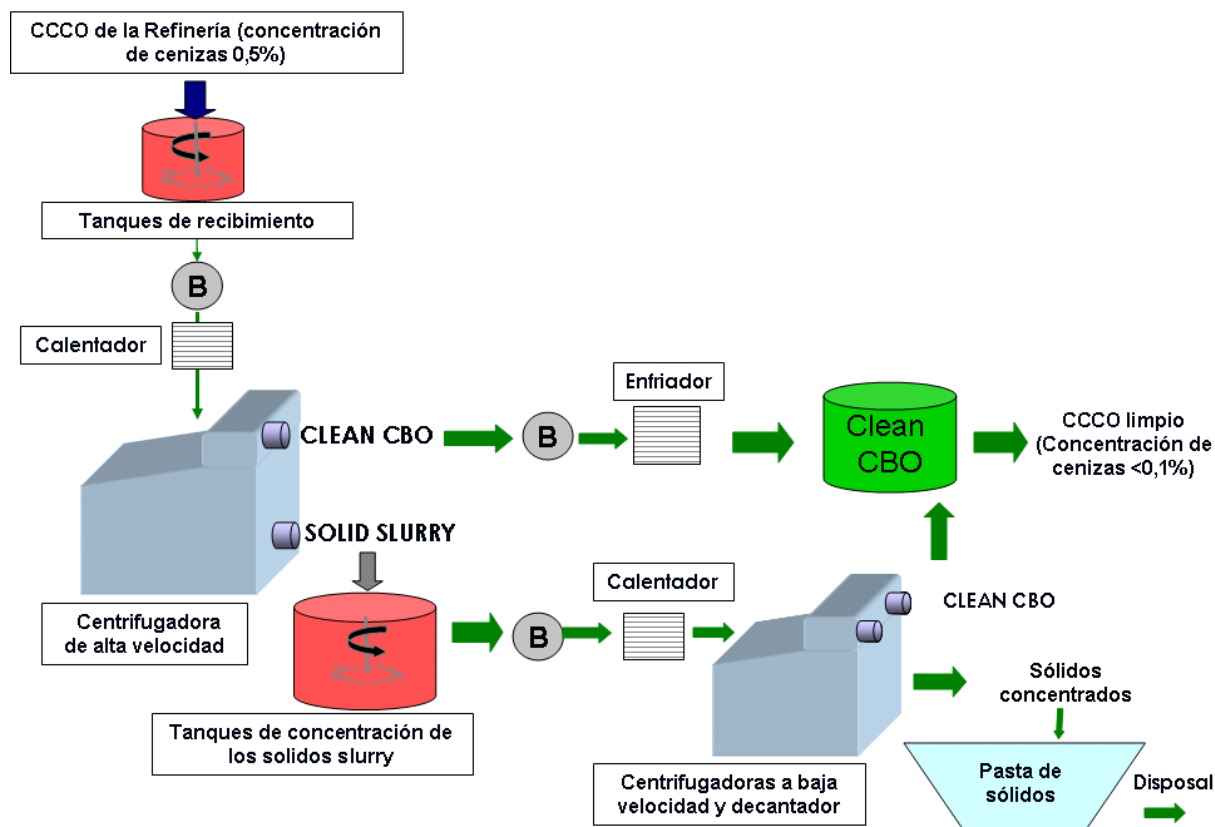


Figura 3.1. Diagrama simple del tratamiento del "Slurry Oil" en la planta RRS

La reducción de cenizas se logra calentando el "Slurry Oil", centrifugándolo y seguidamente enfriándolo, recuperando así su temperatura, para almacenarlo y recircularlo a la refinería. Los residuos sólidos son extraídos de las centrifugadoras y almacenados en los tanques de almacenamiento apropiados, para luego enviarlos al vertedero de Canadá

La concentración de cenizas se logra diluyendo el "Solid Slurry" con el HCGO. Esta mezcla se vuelve a calentar y a centrifugar. De ahí se obtiene una pasta de cenizas sólidas. El CCCO limpio se enfría para su almacenamiento y se mezcla con el CCCO recuperado en la fase de reducción de cenizas.



Las cenizas concentradas se bombean a un tanque y de ahí se tratan como residuos sólidos.

La función principal del proceso de RRS es la de reducir las partículas finas (Catalyst fines) del producto Cat Cracker Clarified Oil (CCCO), ya que el contenido de cenizas reduce el valor del CCCO como producto del petróleo.

La operación reduce la concentración de las cenizas sólidas del CCCO para cumplir con las especificaciones de la refinería, en la que el CCCO debe contener concentración en cenizas menores al 0,1%.

Una vez se obtiene el producto limpio se envía de nuevo a la refinería para seguir su proceso, mientras que las cenizas se disponen para ser llevadas como residuo sólido a Canadá.

3.3.1 Parámetros generales de la operación

- ❖ Horario de Operatividad: 24h/día, 7días/semana, 365 días/año
- ❖ Capacidad de operación: 6200 barriles/día (representa el máximo volumen de CCCO que puede enviar la refinería a la planta)
- ❖ Contenido de cenizas del proceso Cat Cracking (FCC): 0,5%
- ❖ Reducción de las cenizas: hasta menos del 0,1%
- ❖ Temperatura del CCCO en los tanques de procesado: 175° F
- ❖ Punto de inflamación del CCCO 210° F aprox. Es importante mantener el CCCO sin contacto con aire (oxígeno) ya que se podría generar una explosión. Por tanto, se mantienen todos los tanques con una capa de N₂ (compuesto inerte).

3.3.2 Descripción del proceso

El proceso está diseñado para eliminar los sólidos (Catalyst fines, Aluminio y Silicio) del CCCO para obtener las especificaciones de la refinería. El mecanismo principal es la separación mecánica de los componentes pesados. El proceso está organizado en siete áreas generales que incluyen:

1. Control del sistema de temperatura y viscosidad
2. Recibimiento y condicionamiento del flujo entrante (CCCO)
3. Separación mecánica primaria. Reducción de sólidos



4. Condicionamiento de los residuos sólidos
5. Separación mecánica secundaria. Concentración de los residuos sólidos ("Solids Slurry")
6. Condicionamiento y transferencia del producto final
7. Sistema de seguridad con agua
8. Procesos complementarios

A continuación se explica individualmente cada área con detalle.

3.3.2.1 Control del sistema de temperatura y viscosidad

El sistema de control de temperatura incluye un sistema de calentamiento (intercambiadores de calor) y otro de enfriamiento (radiador). El primero se utiliza para reducir la viscosidad del CCCO y mejorar así la eficiencia en la reducción de cenizas. El sistema de enfriamiento reduce la temperatura del producto final para ser recirculado a la refinería con la temperatura especificada por esta. En los intercambiadores de calor se utiliza un el aceite térmico Mobiltherm 603. El sistema de enfriamiento se hace con un sistema cerrado de agua.

El sistema de calentamiento opera a presión atmosférica y está compuesto por dos intercambiadores de calor ("TC-1, TC-2") y dos bombas para hacer circular el flujo ("TC-2, TC-3"), con un depósito de Expansión. Solo uno de estos dos conjuntos bomba-intercambiador de calor trabaja continuamente, mientras que el otro forma parte del sistema de seguridad (Anexo A.1.) Este sistema está conectado a los tanques de recibimiento (para alcanzar la temperatura de operación) y a los tanques de condicionamiento.

El sistema de enfriamiento trabaja bajo presión, y está compuesto por dos unidades de enfriamiento ("TC5, TC-6"), con un depósito de Expansión, dos bombas de circulación ("TC-7, TC-8") y dos bombas de flujo frío. Como en el caso del sistema de calentamiento, solo un conjunto de intercambiador de calor/ bomba está en continua operación para reducir la temperatura del flujo. (Anexo A.1.). Este sistema está conectado a los tanques de almacenamiento de CCCO y a los tanques de condicionamiento de "Solids Slurry" (para devolver a la refinería el producto con la temperatura adecuada)



3.3.2.2 Recibimiento y condicionamiento del flujo entrante (CCCO)

El Cat Craked Clarified Oil (CCCO) es bombeado, de forma continua, des de la refinería hasta los tanques de recibimiento. El máximo volumen de CCCO enviado por la refinería es de 6200 barriles por día, o bien 260400 galones por día (en el estudio se tratan 259200 galones por día). El CCCO se recibe con aproximadamente 0.5% de peso de cenizas y a una temperatura de 175° F (79,4° C)

Los tanques que reciben el CCCO de la refinería son 6 en total ("RT-1, RT-..., RT-6"), de los cuales 4 están operando continuamente y los restantes son de reserva. Cada uno de ellos es de acero, con las dimensiones de 8'W x 40'L x 8'H, con una capacidad de trabajo de 14364 galones. Además, están cerrados herméticamente y tienen agitadores desmontables. Además están conectados con el sistema de calentamiento para mantener la temperatura de operación de 175° F, y se mantiene el nivel de flujo en estado fijo durante las operaciones. Mientras continua el proceso, el cabal de entrada a los tanques es igual al de salida. Todos los tanques de recibimiento están vinculados con el sistema de control de vapor y el sistema de absorción de carbón.

El sistema de adsorción de carbono se utiliza como absorbedor del gas contaminante H₂S con el fin de no emitir dicha sustancia. El H₂S está presente en unos 100ppm y el sistema de adsorción de carbono consigue reducir esta concentración hasta 4ppm.

Desde los tanques iniciales, el CCCO experimenta una aumento de temperatura y, por tanto, una reducción de su viscosidad. El condicionamiento del CCCO se da durante el transcurso de cinco bombas ("VC-1,...VC-5") unidas y combinadas con los intercambiadores de calor. En realidad existen siete combinaciones de bomba/ intercambiadores de calor, pero solo cinco están operando continuamente para incrementar la temperatura desde 175° a 235° F antes de la primera separación mecánica. Las dos combinaciones restantes se utilizan como equipos de reserva.





Figura 3.2. Vista de los Tanques de recibimiento de CCCO (RT)



Figura 3.3. Vista de bomba VC-1

3.3.2.3 Separación mecánica primaria. Reducción de sólidos

Esta primera separación mecánica y eliminación de las partículas pesadas del CCCO se consigue gracias a cinco centrifugadoras verticales que trabajan de forma continua. Estas están compuestas por discos que giran a gran velocidad (6440-6550 rpm). La temperatura de operación para esta primera separación mecánica se realiza a 235° F. Las centrifugadoras verticales separan el CCCO en dos fases; la fase de “Clean Oil” (el CCCO sin catalyst fines (0.09%)) y la fase del flujo que contiene los “Solid slurry” (las cenizas o la parte sólida del CCCO (4.71%)).



La fase de “Clean Oil” sale de la centrifugadora de forma continua y es enviado directamente hasta el tanque de condicionamiento de Clean Oil, reduciendo antes su temperatura hasta 175° F (ver *Condicionamiento y transferencia del producto final* ap. 3.3.2.6.).

La fase del “Solid Slurry” representa la parte de sólidos que sedimentan, después de un tiempo específico (entre 6 y 10 minutos), en las partes inferiores laterales de la centrifugadora. El espacio está destinado a almacenar un máximo de 4,5gal de sólidos antes de ser evacuarlos de la centrifugadora hacia los colectores de “Solids Slurry”.

Los colectores (“VC-16,...VC-20”), con una capacidad de 25gal, están situados justo debajo de las centrifugadoras y conectados directamente por el canal de evacuación. Los sólidos se sacan inmediatamente y se envían a los tanques de condicionamiento de “Solids Slurry”. La descarga del contenido de “Solids Slurry” se hace continuamente y con un ratio igual al volumen de entrada (Ver *Condicionamiento de los residuos sólidos* ap. 3.3.2.4)

La capacidad de la parte inferior-lateral de la centrifugadora, donde se disponen los residuos sólidos del CCCO es de 20 litros (4,5gal). La máxima frecuencia para descargar los sólidos de la centrifugadora es de 30 descargas por hora. Para el cálculo posterior de las emisiones, los colectores dónde se descarga son considerados tanques calientes a causa de la alta temperatura de salida de los Solid Slurry. Todo el sistema de descarga esta controlado por el sistema de control de vapor y el sistema de absorción de carbon.



Figura 3.4. Vista Centrifugadora Vertical (VC-16)





Figura 3.5. Vista conjunto centrifugadoras verticales (VC-16,..., VC-18)

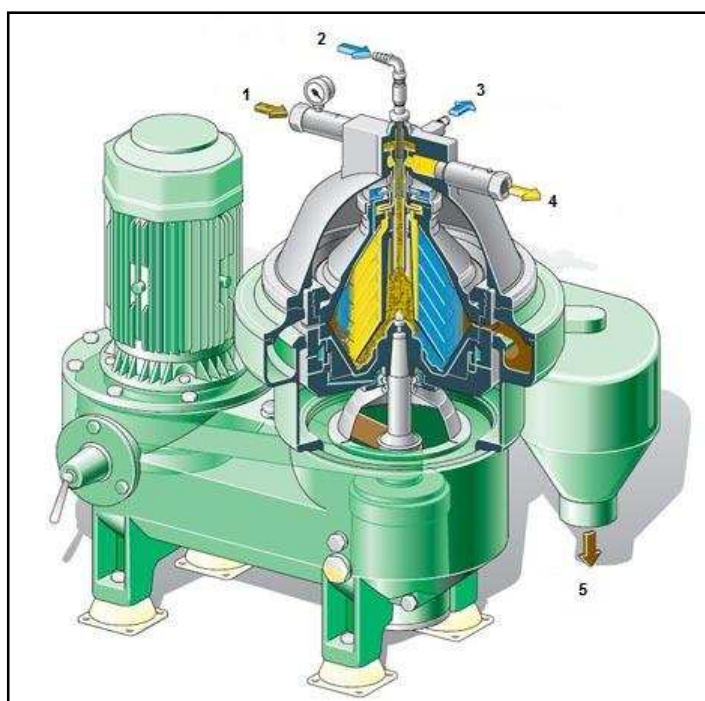


Figura 3.6. Vista de los flujos de la centrifugadora vertical. 1. Entrada fluido. 2. Entrada de agua. 3. Salida de agua. 4. Descarga fluido tratado. 5. Descarga Sólidos pesantes [6]



Para el correcto funcionamiento de la centrifugadora, el agua juega un papel importante. Se utiliza para activar la separación y descarga de los colectores una vez llenos. El agua recuperada se envía al alcantarillado.

3.3.2.4 Condicionamiento de los residuos sólidos

Los “Solids Slurry” obtenidos en la primera separación mecánica se hacen pasar de nuevo por otro proceso mecánico, la centrifugadora horizontal o decantadora, para obtener un mayor rendimiento de la planta. Tanto es así que se mezclan con otro producto de la refinería, el HCGO (High Cycle Gas Oil), como ya se ha mencionado anteriormente, con el fin de mejorar la eficiencia de la segunda centrifugación mecánica. El HCGO ayuda a reducir la viscosidad de los “Solids Slurry”, por lo que el proceso es más eficaz.

El HCGO es proveído por la refinería continuamente a un total de dos tanques de almacenamiento de HCGO (“SC-4, SC-5”) dentro de la zona de la planta. Cada uno de estos tanques es caliente, vertical de tapa fija, unas dimensiones de 10'D x 18'H y con una capacidad de 8791 galones. Además, el flujo de esta sustancia a los tanques de condicionamiento no puede sobrepasar el 25% de la cantidad máxima de “Solids Slurry” procedente de la centrifugadora vertical. Es decir, no más de 3,75gpm (galones por minuto, considerando que entran 180 galones por minuto a la planta). Bajo este criterio, el tanque tiene una operación de 41,8 horas. De esta manera, los tanques se rellenan cada cuatro días. La temperatura de operación de los tanques de almacenamiento de HCGO es de 175° F. Los tanques están controlados por el sistema de control de vapor y el sistema de absorción de carbono.

Los sólidos generados en la centrifugadora vertical se transfieren continuamente, gracias a tres bombas (“SC-1, SC-2 SC-3”) del colector hasta uno de los tanques de condicionamiento de “Solids Slurry” (“SC-7, SC-8”), ya que el otro es de reserva. Cada uno de estos tanques es caliente, vertical con tapa fija, unas dimensiones de 8'D x 8'H y un agitador en la parte superior. Su capacidad es de 2256 galones. Con estas condiciones se bombea (“SC-6”) el HCGO hacia este mismo tanque de condicionamiento de “Solids Slurry” (“SC-7, SC-8”). La temperatura de operación no debe ser superior a 200° F.



La mezcla se transfiere entonces al intercambiador de calor y de ahí, mediante una bomba ("DC-1, DC-2"), a una de las centrifugadoras horizontales que trabaja continuamente ("DC-3, DC-4"). La temperatura de operación no debe ser superior a 235° F. Todo el sistema de descarga esta controlado por el sistema de control de vapor y el sistema de absorción de carbon.



Figura 3.7. Vista Tanques almacenamiento HCGO (SC-4 y SC-5)

3.3.2.5 Separación mecánica secundaria. Concentración de los residuos sólidos

La separación mecánica secundaria, en la centrifugadora horizontal o decantadora ("DC-3, DC-4"), de la mezcla "Solids Slurry" y HCGO se realiza a una temperatura de operación de 235° F. La centrifugadora separa la mezcla en dos fases; la fase de "Clean Oil" (la mezcla sin cenizas (0.25%)) y la fase del flujo que contiene los "Solids Slurry" (las cenizas o la parte sólida de la mezcla (15%)).

Las dos fases son evacuadas de la centrifugadora de forma continua.



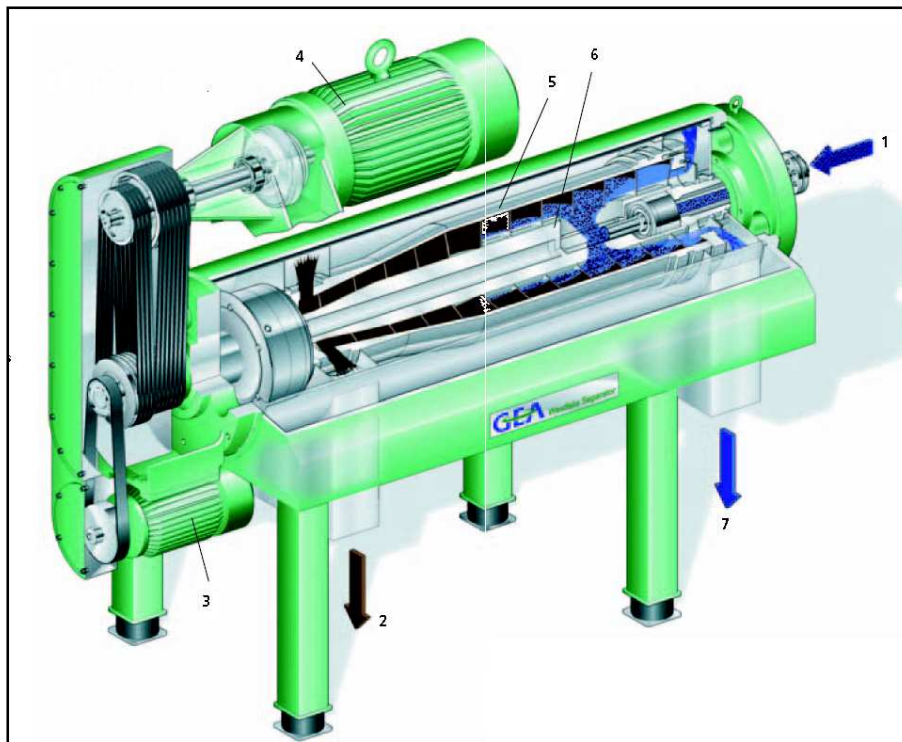


Figura 3.8. Vista de los flujos de la centrífuga vertical. 1. Entrada fluido. 2. Descarga de sólidos. 3. Control del motor. 4. Motor principal. 5. Colector. 6. Barra interior. 7. Salida "Clean Oil" [6]

3.3.2.6 Condicionamiento y transferencia del producto final

Las especificaciones para la transferencia del producto final (CCCO tratado) a la refinería incluyen que el peso de cenizas en el producto sea menor o igual a 0,1% y a una temperatura de 175° F o menos.

El "Clean oil" (CCCO limpio) se descarga de la centrífuga horizontal y se dirige directamente a los dos intercambiadores de calor ("TC-5, TC-6") (que están en continua operación) con la finalidad de bajar la temperatura desde 235°F hasta 175°F. Seguidamente, las bombas ("CO-5, CO-6") envían el "Clean Oil" (CCCO limpio) hasta los tanques de condicionamiento de Clean Oil ("CO-3, CO-4").

Los dos tanques de condicionamiento del producto final tienen unas dimensiones rectangulares de 8'W x 40'L x 8'H con una capacidad volumétrica de 14364galones. Estos, están cerrados



herméticamente y con tres agitadores en su parte superior. Los tanques están controlados por el sistema de control de vapor y el sistema de absorción de carbono.

3.3.2.7 Sistema de seguridad con vapor de agua

El sistema utilizado para la protección contra incendios es un sistema de agua pulverizada para refrigeración y un sistema de espuma. El sistema está pensado para activarse en caso de emergencia, pero no forma parte del proceso de la planta. Es importante tenerlo en cuenta ya que podría fallar el sistema de control de temperatura.

3.3.2.8 Procesos complementarios

El sistema de recuperación de vapor se trata de un bote que integra un intercambiador de calor ("VT1") y una bomba ("VP1"). Todos los vapores fluyen dentro del bote y se elevan por el intercambiador. Los vapores pasan a través de una serie de canastas de carbón y salen a la atmósfera por la última. Las pruebas rutinarias de dicha descarga a la atmósfera se hacen usando "*Colormetric tubes*" [7] para predecir la saturación del carbón.

Los vapores condensados se bombean hacia el alcantarillado mediante la bomba VT1.

La centrifugadora horizontal o decantadora realiza la separación del flujo en dos fases; "Clean Oil" y "Solids Slurry". El "Clean Oil", como ya se ha comentado, se envía a los tanques de condicionamiento. Finalmente, los sólidos son dispuestos en las cajas adecuadas para su posterior traslado al vertedero correspondiente.

3.4. Producción y resultados de la planta RRS

Después de estudiar el funcionamiento de la planta, las características y los parámetros técnicos de todo el proceso de reducción de cenizas, es momento de analizar si la planta cumple con el requisito de reducción de cenizas hasta el 0.1% de contenido en peso.

Aunque el requisito sea el de reducir hasta el 0.1% de contenido en peso de cenizas, muchas veces el contenido del CCCO enviado por la refinería no es de 0.5%, puede variar entre 0.2-1%.



Por tanto, cuando el contenido es tan elevado, es muy difícil cumplir con el requisito, por lo que si la reducción es del 80%, se considera que la planta está cumpliendo con su objetivo.

$[(0.5-0.1)/0.5]*100= 80\%$ (0.5 % es el contenido de cenizas teórico de entrada y 0.1% el teórico de salida)

Por ello, se han obtenido los análisis de laboratorio de dos meses de producción, Setiembre y Octubre de 2008. Este análisis incluye:

1. La producción diaria de barriles de CCCO limpio.
2. El contenido de cenizas de cuatro muestras diarias durante los dos meses. Dos del producto de entrada y dos del producto final.

3.4.1. Producción diaria de CCCO limpio

La producción de CCCO limpio diaria del proceso se realiza mediante la suma de las producciones cada doce horas, es decir, la producción obtenida a las 6:00h de la mañana y la producción obtenida a las 18:00h de la tarde del día en cuestión.

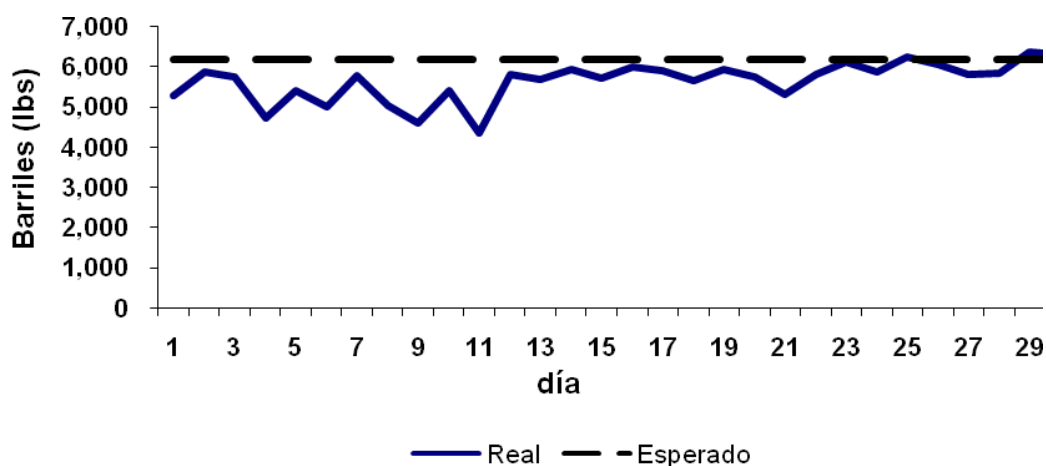


Figura 3.9. Producción diaria Septiembre



Dónde la producción diaria esperada se obtiene partiendo de la idea de una la producción base de 259200 galones por día (6171 barriles/día).

La media en Setiembre fue de 5,644 barriles/día, la producción máxima fue de 6371.89 barriles y el mínimo de 4347.40 barriles. La producción total mensual fue de 169322.00 barriles.

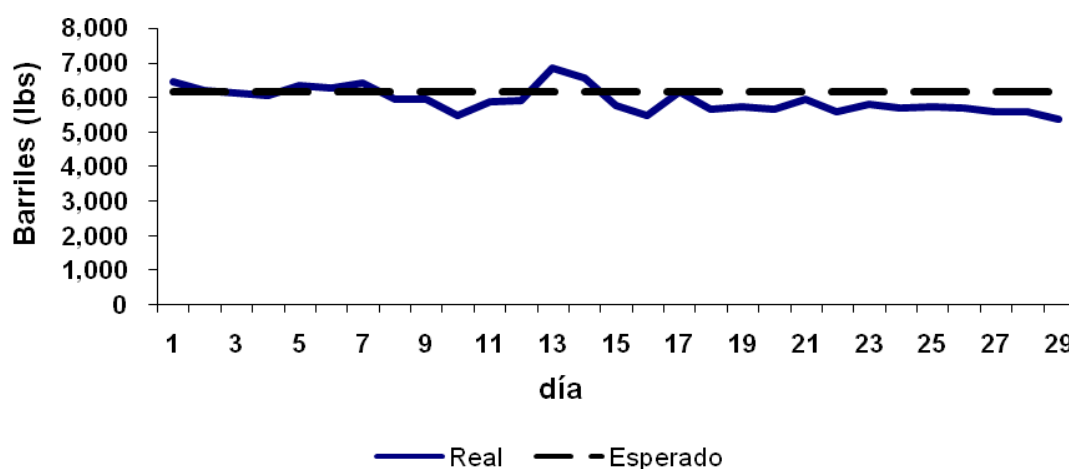


Figura 3.10. Producción diaria Octubre

La media de Octubre fue de 5932.956 Barriles/día, la producción máxima fue de 6856 barriles y la mínima de 5368.7 barriles. La producción total mensual fue de 172056 barriles.

Se observa por tanto, que la producción es muy irregular en los dos meses.

3.5. Contenido de cenizas

El contenido de cenizas se mide a partir de 4 muestras diarias, realizadas cada seis horas. Seguidamente se muestra un gráfico y las tablas de los dos meses.

Además se calcula el porcentaje del total de barriles del mes que no cumple las especificaciones de la refinería.



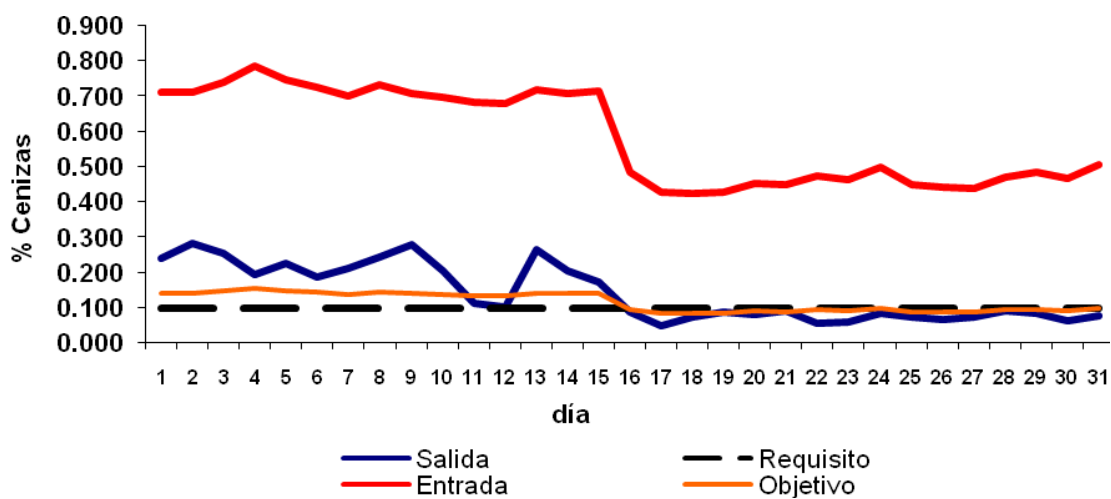


Figura 3.11. Proceso Septiembre

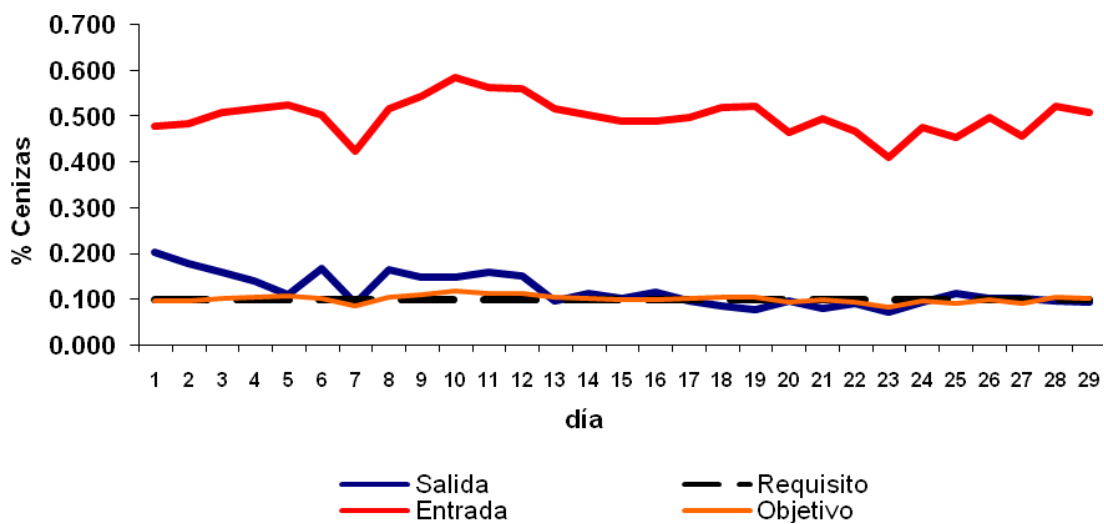


Figura 3.12. Proceso Octubre



En estas graficas el Objetivo es la cantidad de cenizas que debería tener el producto final si se intenta reducir el 80% del peso en cenizas. El requisito, por otra parte, es la especificación por la refinería, 0.1% de contenido en peso. La entrada y salida corresponden a los porcentajes reales de cenizas del producto en la entrada a la planta y su salida, respectivamente.

			Septiembre	Octubre
Producción	Total mes	Barriles/mes	169.322	172.056
	Máximo	Barriles/día	6371,9	6856,0
	Mínimo		4347,4	5368,7
	Media		5644,1	5933,0
Contenido Cenizas	Máximo	% en peso	0,284	0,202
	Mínimo		0,048	0,073
	Media		0,141	0,119
	Cumple Objetivo	% de días	51,61	32,26
	Cumple Especificaciones		51,61	38,71

Tabla 3.1. Resumen de producciones y contenido de cenizas en Setiembre y Octubre

Se observa que la planta no funciona a rendimiento máximo, ya que la producción máxima se estima en 6200 barriles/día. La planta está trabajando al,

$$(((5789,49+5891.33)/2)/6200)*100=94.2 \%$$

Además, la planta cumple solo con las especificaciones requeridas por la refinería (contenido en cenizas menores o igual que 0.1%) en el 45.16% de los días estudiados.



$$((51.61 + 38.71)/2) = 45.16\%$$

Es por este motivo que nace la idea de mejorar el proceso de varias formas, el conjunto del cual permite la mejora del rendimiento, de especificaciones y de reducción de residuos de la planta. Lo cual puede ser muy beneficioso económicamente y ambientalmente para la empresa RRS.

De esta manera en los siguientes apartados se muestran las mejoras introducidas, así como los posibles resultados de dichos cambios.

3.6. Estudio de propuestas

La planta RRS no siempre consigue cumplir con las especificaciones, como ya se ha comentado antes, ya que muchas veces el contenido del producto entrante es superior al 0.5% de cenizas. Aún así, la empresa se compromete a reducir el máximo las cenizas.

Los posibles cambios que pueden ayudar a conseguir una mejor reducción de cenizas son;

1. Realizar recirculación: mejorar especificaciones, aumentar beneficios.

2. Eliminar el uso del producto HCGO: mejorar especificaciones, reducir cantidad de residuos sólidos.

Con estos cambios se calculan las emisiones potenciales (que en principio no varían). Además se realiza el estudio económico de dichos cambios. Es decir, las perspectivas de futuro. Se calcula la nueva producción y la concentración de cenizas.

La refinería trabaja con el subproducto de la refinería HCGO como aditivo para disminuir la viscosidad del CCCO con el fin de mejorar la segunda separación mecánica, que se realiza en la Centrifugadora Horizontal.

En estas condiciones la refinería tenía los siguientes resultados:

3.6.1. Proceso actual

- **Volumen tratado teórico diario de CCCO limpio:** 259200 galones/día (6171.429 barriles/día).



Este volumen no depende de la planta RRS, ya que es la refinería la que envía el producto CCCO, según sus necesidades (las cuales son desconocidas)

- **Producción real media diaria de los dos meses estudiados:** 245297.22 galones/día (5840.41 barriles/día)
- **Concentración teórica de cenizas en CCCO limpio:** 0.1 % de sólidos en peso
- **Concentración real media diaria de cenizas en CCCO limpio:**
$$[((0.141 + 0.119)/2)] = 0.13 \%$$
- **Residuos Generados (suponiendo volumen tratado teórico):** 2370.2lbs/h (1075.1kg/h). 56880lbs/día, 25000Kg/día

Según el Ingeniero responsable de la planta, Rejith Chacko, si se eliminara el HCGO se obtendría unos "Solids Slurry" después de la Decantadora Vertical, para enviar a la Decantadora Horizontal, con un contenido de cenizas elevado. Por lo que, a falta de HCGO para reducir la viscosidad, otra manera sería aumentando la temperatura del producto. Por ejemplo, de 235° F hasta 245° F. Aunque se debería de poner en practica para demostrar su eficacia.

Si además de no utilizar el HCGO, se realizara una recirculación del "Clean Oil" después de la Centrifugadora Horizontal hasta los tanques de recibimiento, ayudaría considerablemente a una reducción de cenizas más óptima.

Con los cambios incorporados, es decir, con recirculación del CCCO limpio después de la decantadora a los tanques de recibimiento y la eliminación de la utilización de HCGO obtenemos los siguientes resultados;

3.6.2. Proceso "Propuesta"

Antes de detallar como serían los resultados con la incorporación del sistema de recirculación y eliminando el uso de HCGO, se debe estudiar de qué modo se va a compensar la falta de HCGO. Éste es el encargado de reducir la viscosidad a la entrada del flujo a la centrifugadora horizontal o decantadora. Sin él la viscosidad del flujo resulta elevada y a la misma temperatura de proceso podría ser un gran inconveniente.



El único modo de evitar la elevada viscosidad de los “Solids Slurry” es aumentando la temperatura de proceso. A más temperatura, menor viscosidad.

3.6.2.1. Compensación HCGO

Para una exitosa separación en las centrifugadoras, el CCCO debe estar muy caliente. Aunque el proceso ya se realiza a altas temperaturas, se cree que un aumento de unos 30°F puede ayudar considerablemente a disminuir la viscosidad del flujo y mejorar el rendimiento de separación de las cenizas. Este aumento de la temperatura de trabajo permitiría compensar la eliminación del uso del HCGO.

Existen dos intercambiadores de calor instalados en paralelo, pero solo uno de ellos se encuentra en funcionamiento.

Seguidamente, se muestra los hallazgos del sistema con el fin de estudiar cómo se podría aumentar la temperatura del flujo sin la necesidad de instalar motores eléctricos. Tener en cuenta que se toman algunas suposiciones porque los datos disponibles son escasos.

Para incrementar la temperatura del producto hacia las centrifugadoras, la planta debería incrementar la temperatura del aceite del intercambiador de calor hasta 350-360°F

Para incrementar la temperatura del aceite, el flujo de este debe disminuir, la temperatura de entrada aumentar o la temperatura del flujo a tratar (y la presión) aumentar.

Hipótesis:

- En invierno la presión del flujo a tratar es solo de 125psig (353°F saturado), la única manera de conseguir la temperatura deseada sería con un calentador extra. Asumiendo el flujo de 300gpm como cabal crítico de operación para la centrifugadora, se necesitaría un calor adicional de 3322000Btu/h para aumentar la temperatura del aceite de 310° a 360°F. Aunque el coste sería alto, el uso individual de calentadores en puntos especiales sería justificado.

La planta RRS a intentado operar con los dos intercambiadores a la vez para proporcionar mayor calor al sistema, pero aparecieron problemas en el proceso. El problema durante el funcionamiento de las dos bombas/ intercambiadores posiblemente se debiera a una posible



escape en la circulación del aceite por las bombas a causa de una inadecuada succión (NPSH). Con las dos bombas operando a la vez se piensa que hay demasiado flujo, por lo que la presión es demasiado alta entre el tubo de salida de la bomba y la presión atmosférica y la presión de entrada de la bomba. Siempre manteniendo el nivel en el tanque de expansión al máximo recomendado para maximizar la presión de entrada a la bomba. Si se pudiera obtener la presión de entrada de la bomba en las condiciones de operación se ayudaría a evaluar si el NPSH es un problema.

- El calor requerido en el proceso se puede reducir aislando los seis tanques de recibimiento de CCCO y cualquiera de las tuberías presentes de CCCO o aceite caliente y todo el equipamiento por donde pasa el flujo a tratar. Aun así, es necesaria más información para cuantificarlo. Con la reducción de las pérdidas de calor de los tanques de almacenamiento de recibimiento tendría un efecto positivo similar al de recibir el CCCO a una temperatura más elevada.

- Reduciendo el calor requerido en cualquier punto del proceso aumentaría la temperatura de retorno al intercambiador de calor, y finalmente la temperatura disponible a la salida hasta las centrifugadoras.

Seguidamente se muestran los resultados en referencia a la producción y obtención de especificaciones en el caso de introducir la recirculación y la eliminación del HCGO, compensado con un aumento de la temperatura del flujo entrante a la centrifugadora horizontal.

- **Volumen tratado teórico diario de CCCO limpio:** 259200 galones/día (6171.429 barriles/día).
- **Concentración teórica de cenizas en CCCO limpio:** 0.09 % de sólidos en peso
- **Residuos Generados:** 555,94/h (120.93kg/h). 12802.31lbs/día, 5800kg/día



	Escenario A			Propuesta		
	gal/h	lbs/h	kg/h	gal/h	lbs/h	kg/h
Residuos	228,00	1.917,04	869,55	63,24	555,94	252,17
Clean Oil	10.800,00	90.827,85	41.198,82	10.800,00	89.367,96	40.536,62

Tabla 3.2. Residuos generados totales (Anexo C.4, C.6)

Con la propuesta obtenemos los siguientes beneficios:

Residuos generados:

$[(1917.04 - 555.94)/1917.04]*100=71\%$ de reducción de residuos.

La producción de “Clean Oil” será el mismo.

Por tanto, obtenemos reducir los residuos hasta un 71%. Esto implica, menos residuos a tratar. Mejora del proceso.



4. Análisis ambiental

El impacto ambiental a analizar son los provocados por los residuos sólidos generados (residuo sólido sobrante del proceso de limpieza del CCCO, material de trabajo, etc.), las emisiones atmosféricas producidas en los distintos tanques de almacenamiento de los productos, el agua utilizada en la planta (durante el proceso y saneamiento), así como los ruidos generados y, finalmente, el impacto visual de las instalaciones.

Las emisiones de los tanques se estudian gracias a un programa facilitado por NJDEP por el que se facilita el cálculo de las emisiones potenciales.

Los residuos sólidos obtenidos después del proceso se llevan a Canadá (dónde se encuentra el vertedero), por lo que las emisiones vendrán determinadas por el transporte del producto y los tanques empleados.

De los residuos que se puedan generar durante la operatividad de la planta se estudia su destino y tratamiento posterior.

Se realiza el cálculo de las emisiones en el caso de una posible incorporación de las mejoras propuestas en el estudio de la planta. Es decir, con y sin la recirculación del Slurry Oil. De esta manera es posible hacer una comparación entre las dos opciones.

4.1. Balance másico del proceso

Con el fin de realizar el análisis ambiental de la planta actualmente y con la propuesta de mejora, se estudia los flujos de entrada y salida del proceso así como la composición de cenizas en cada punto. De esta manera se obtiene el balance másico global.

A continuación se muestra el resultado de dicho balance en cada uno de los escenarios de operación.



4.1.1. Diagrama del proceso Actual

El "Clean Oil" o CCCO limpio que sale de la centrifugadora horizontal se envía directamente a los tanques de condicionamiento de "Clean Oil", para posteriormente ser bombeado a la Refinería. Por lo que no existe recirculación del "Clean Oil" y se utiliza el producto HCGO.

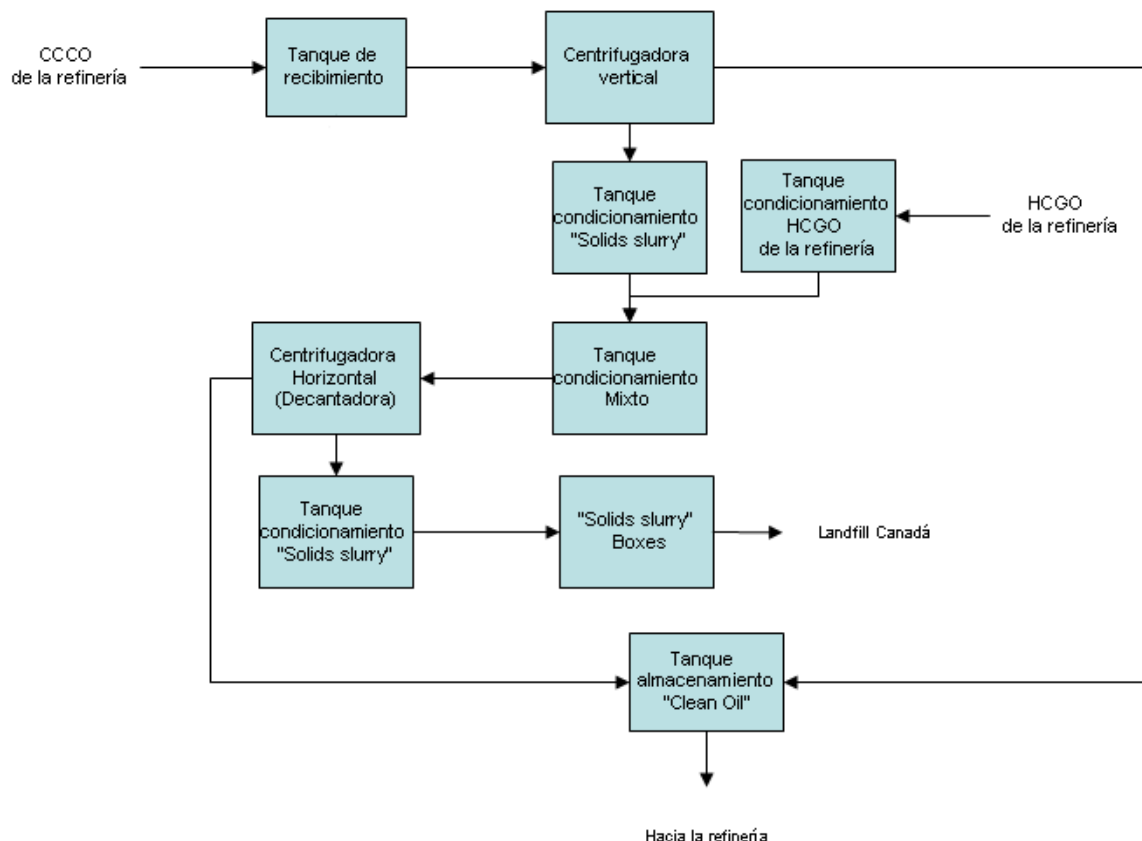


Figura 4.1. Diagrama de proceso de la operación actual de la instalación. (Anexo C.1)

Suponiendo que la refinería envía a la planta, de forma constante, 259200galones por día (180gpm), que equivalen a 6170 barriles diarios (el máximo son 6200 barriles), obtenemos el siguiente balance másico en cada parte del proceso. (Anexo C.4)



	GPM	%Ash	%CCCO	%HCGO
1. CCCO de la refinería	180	0,5	99,5	0
2. CCCO en los tanques de recibimiento	180	0,5	99,5	0
3. Centrifugadora vertical:				
a. Entrada CCCO	180	0,5	99,5	0
b. Salida Clean Oil	165	0,09	99,91	0
c. Salida Solids Slurry	15	4,71	95,29	0
4. Tanque condicionamiento Solidos				
a. Entrada de Solids Slurry	15	4,71	95,29	0
b. Entrada HCGO de la refinería al tanque condicionamiento HCGO	3,8	0	0	100
c. Entrada HCGO al tanque de condicionamiento de Solidos (Mezcla)	18,8	3,87	78,37	17,76
5. Centrifugadora Horizontal				
a. Entrada Mezcla	18,8	3,87	78,37	17,76
b. Salida Clean Oil	15	0,25	79,75	20
c. Salida Solids Slurry	3,8	15	70	15
6. Tanque condicionamiento Clean Oil (mezcla)	180	0,1	98,35	1,54
7. Clean Oil hacia la refinería	180	0,1	98,35	1,54

Tabla 4.1 Fracciones en peso de los distintos componentes en cada proceso de la planta (Anexo C.4.).

4.1.2. Diagrama propuesta

Es el proceso con las propuestas de cambio para mejorar la eficiencia de la planta. Consiste en la recirculación del “Clean Oil” después de la centrifugadora horizontal, sin la utilización del producto HCGO. Aumentando temperatura de operación para compensar la pérdida de viscosidad al no utilizar HCGO (objetivo primordial de éste).



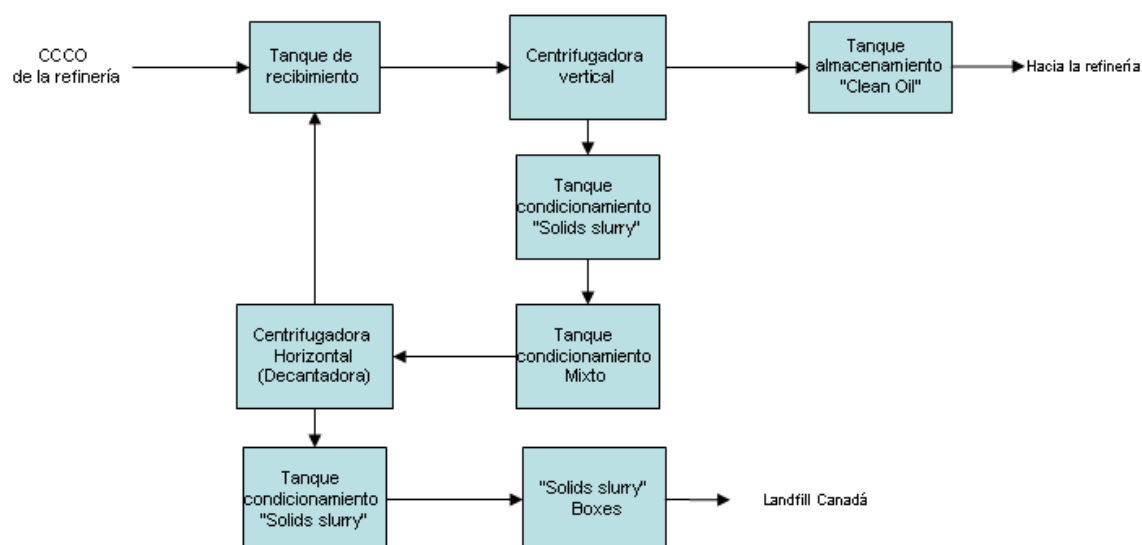


Figura 4.2. Diagrama de proceso propuesta (Anexo C.3.)

Suponiendo que la refinería envía a la planta, de forma constante, 259200galones por día (180gpm), que equivalen a 6170 barriles diarios (el máximo son 6200 barriles), obtenemos el siguiente balance másico en cada parte del proceso.

	GPM	%Ash	%CCCO	%HCGO
1. CCCO de la refinería	180	0,5	99,5	0
2. Clean Oil de la Centrifugadora Horizontal	3	1,25	98,75	0
3. Mezcla CCCO y Clean Oil en Tanques de recibimiento	183	0,513	99,49	0
4. Centrifugadora vertical:				0
a. Entrada CCCO	183	0,513	99,49	0
b. Salida Clean Oil	180	0,09	99,91	0
c. Salida Solids Slurry	3	25,85	74,15	0
5. Tanque condicionamiento Solidos				0
a. Entrada de Solids Slurry	3	25,85	74,15	0
6. Centrifugadora Horizontal				0
a. Salida Clean Oil	3	1,25	98,75	0
b. Salida Solids Slurry	1,05	70	30	0
7. Tanque condicionamiento Clean Oil	180	0,09	98,18	0
8. Clean Oil hacía la refinería	180	0,09	98,18	0

Tabla 4.2 Fracciones en peso de los distintos componentes en cada proceso con recirculación de la planta (Anexo C.6.).



Se observa como con el proceso actual se consigue justo la especificación de la refinería, 0.1% de peso en cenizas. En cambio, con la propuesta se alcanza una reducción más eficaz, con 0.09%.

A partir de este punto ya se puede empezar el estudio ambiental.

4.2. Emisiones atmosféricas

Las emisiones atmosféricas que se intenta evaluar se pueden clasificar en;

1. Volumen de emisiones con carácter real: lo que fue realmente se ha emitido en un período de tiempo anterior.
2. Volumen de emisiones permisible: el máximo que puede ser emitido de acuerdo con los límites normativos.
3. Volumen de emisiones potenciales: lo que sería emitido si se operara tiempo completo sin ningún equipo de control.

El punto 1, el volumen con carácter real, no es posible obtenerlo por confidencialidad de datos. En cambio, se jugará con las emisiones permisibles y las emisiones potenciales, ya que son datos bibliográficos y calculables, respectivamente. [8]

El “United States Enviromental Protection Agency” (USEPA) requiere que el estado de New Jersey informe sobre sus emisiones atmosféricas de los “Major Source” anualmente. Las regulaciones “Emission Statement” (NJAC 7:27-21) establecen los requerimientos para el informe anual de las emisiones contaminantes de una instalación con el fin de verificar que cumple con los requerimientos. La regulación “Emission Statement” requiere que se informe sobre los siguientes agentes contaminantes; monóxido de Carbono (CO), dióxido de Azufre (SO₂), Amonio (NH₃), partículas en suspensión (TSP- total suspended particulate), partículas respirables (PM₁₀ i PM₂₅), plomo (Pb), Compuestos Volátiles Orgánicos (VOC) i dióxidos de Nitrógeno, dióxido de Carbono (CO₂), metano (CH₄) i 36 agentes tóxicos (TAP's- toxica air pollutants). [9]



La normativa que se aplica viene dada exclusivamente por el gobierno de NJDEP, por el que se obtienen las leyes y regulaciones del departamento de medio ambiente. Ya sean los límites de emisiones establecidas, como la forma de obtener cuantitativamente dichos datos.

Se calculan las emisiones potenciales según las reglamentaciones de NJAC. Además se utilizan los medios que NJAC facilita a los usuarios para calcular sus propias emisiones, es decir, facilita las fórmulas de cálculo así como un software. En este caso se utilizaran ambos métodos con el objetivo de obtener unos resultados fiables.

El proceso de reducción de cenizas, que se encuentra dentro de los límites de la Refinería, es propiedad de la empresa RRS. Aún así, el estado de NJ considera que este proceso solo trabaja para el beneficio de la refinería, por lo que la planta forma parte de la refinería. De este modo, las regulaciones sobre la calidad del aire que se tienen en cuenta son las de "Operating Permit" referidas a un "Major Source" juntamente con las de "Insignificant Source Operation" que se encuentran en NJAC 7:27-22 "Operating Permits". Son las que aplican al proceso de la planta de RRS. **[10]**

Después de estudiar dicha reglamentación, no es necesario informar al gobierno de NJ de las emisiones de la planta RRS, ya que se trata de un "Insignificant Source". Con el fin de verificarlo, es necesario hacer una comprobación de las emisiones potenciales que tendría la planta y, como en el caso de VOC's, si es necesario implementar algún control.

En la planta RRS no se quema ningún producto, por lo que las emisiones generadas por combustión (SO_2 , CO , NO_x , CH_4 , CO_2 , NH_3), no aparecen durante el proceso, ya que estos se generan durante la combustión o el tratamiento a altas temperaturas.

Además, el proceso que se realiza en la planta RRS se trata de un proceso mecánico, donde, mediante la centrifugación del producto CCCO se separan las partículas más pesantes del resto. Es por este motivo que no se generan productos gaseosos durante el proceso, aunque las altas temperaturas, la utilización del agua como refrigerante y el simple hecho de tratar con un producto formado por hidrocarburos, se deben estudiar los posibles agentes atmosféricos contaminantes.

De este modo, las posibles emisiones atmosféricas de la planta RRS son,



4.2.1. Compuestos Volátiles Orgánicos (VOC's)

Compuestos orgánicos Volátiles, que producen smog fotoquímico. Los efectos sobre los seres y los materiales que pueden generar son,

- En los animales y en el hombre, se producen irritaciones de los ojos, dolores de cabeza, tos e irritación en el sistema respiratorio.
- En los materiales, especialmente los polímeros y aquellos que contengan macromoléculas orgánicas, puede producirse una fragmentación de las moléculas ocasionando una disminución del peso molecular. Como consecuencia de este cambio perderán resistencia o bien se producirán entrecruzamientos entre las distintas cadenas de polímeros, provocando que el material se vuelva menos elástico y quebradizo.

4.2.1.1. Calculo de las emisiones VOC's

Se ha comentado que el proceso trata con sustancias compuestas por hidrocarburos. Dichos componentes son posibles agentes de emisiones VOC (Volatile Organic Compounds o, Componentes Orgánicos Volátiles).

*“**Applicable VOC**” means any VOC which has a vapor pressure or sum of partial pressures of organic substances of 0.02 pounds per Square inch (1.0 millimetres of Mercury) absolute or greater at standard conditions” [7:27-22.1] [10]*

“VOC is all organic compounds which participate in atmospheric photochemical reactions or which are measured by a reference method.” [40CFR 51.100(s) (1) y 40CFR, Part 60.2]

Todos los subprocesos y todas los vapores generados por las sustancias tratadas en el proceso tienen una presión por debajo de 0.02psia en condiciones estándares o a elevadas temperaturas.

Además, todos los subprocesos y vapores de los componentes no tienen Hazardous Air Pollutants (HAP's).



La metodología utilizada para el cálculo de las emisiones de VOC durante el proceso se hará según NJDEP 7:27 16.4, las emisiones de VOC se generan en el momento de transferir productos hidrocarbonados, como ocurre en los tanques de RRS.

Los cálculos definidos en NJAC 7:27 16.4 (c) y (d) se ejecutan para todos los tanques de almacenamiento para determinar la regulación que se debe aplicar a dichos tanques dependiendo de los resultados de emisión. El cálculo utiliza un factor de conversión estándar y se basa en el producto del total transferido anualmente del tanque entre el peso molecular del producto contenido en el tanque. De este modo, se obtiene las emisiones anuales en lbs/año. Si las emisiones sobrepasan los 1000lbs/año, entonces es necesario determinar un modo de control de dichas emisiones. **[10]**

Aunque este método de cálculo de emisores no se debería aplicar para los tanques dónde el nivel de líquido es constante y fijo, el cálculo de todos tanques de almacenamiento dan como resultado que las emisiones no sobrepasan los 1000lbs/año de emisiones no controladas.

Se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos no se consideran apropiados para el calculo del total de emisiones potenciales de la planta, "Potential to Emit", término que se estudiará más adelante.

Para el caso concreto del colector de la Centrifugadora Horizontal será necesario hacer un balance másico. Éste es necesario como estimación de las emisiones de dicha maquina. Para ello, el volumen introducido se considera todo como el volumen de emisión de la decantadora. Utilizando la presión del vapor del líquido procesado a la temperatura de operación se calcula la fracción de molar de vapor de las emisiones de VOC en su desplazamiento. Puesto que la presión del vapor usado a la temperatura de operación se basa en la presión real del vapor, los cálculos proporcionaran una estimación que se considera más elevada que en condiciones normales de operación.

Como se ha dicho, si el total emitido por tanque y año es superior a 1000lbs se debe tener un control de las emisiones e implementar un dispositivo para reducirlas.

Después de calcular por cada tanque las emisiones anuales, se observa que en ninguno de ellos la emisión supera las 1000lbs y, por tanto, no es necesario ningún control adicional.



	lbs/año	> 1000 lbs/año
Tanques de recibimiento CCCO	175,7	No
Colectores Solids Slurry Centr. Vertical	26,4	No
Tanques almacenamiento HCGO	79,6	No
Tanques de Aceite Térmico	0,05	No
Tanques Condicionamiento Solids Slurry	339	No
Centrifugadora Horizontal	16,31	No
Tanques Condicionamiento Clean Oil	449,5	No

Tabla 4.3. Emisiones potenciales de VOC (Anexo D.3.)

4.2.2. Partículas sólidas en suspensión (TSP)

La contaminación por partículas origina los siguientes efectos,

- Sobre las plantas, las partículas al depositarse en las plantas, cubren las hojas y obstruyen las estomas. De este modo, interfieren en la función clorofílica e impiden el desarrollo normal de la planta.
- Sobre los animales y los hombres, los efectos nocivos se dan principalmente en el sistema respiratorio. El mayor o menor poder de penetración de las partículas viene determinado por su tamaño y de ahí que este factor sea esencial para valorar posibles daños. Las partículas de mayor tamaño no llegan a alcanzar los pulmones y son eliminadas por el organismo, por lo que sus efectos no son de especial peligrosidad, aunque pueden ser causantes de alergias u otro tipo de afecciones. Las partículas de menos tamaño penetran en los pulmones, pero el organismo es capaz de eliminarlo. Son las partículas de tamaño medio, las comprendidas entre 0.1 y 0.5µm, que se depositan en la periferia del pulmón de donde es muy difícil eliminarlas.



- Sobre los materiales, la corrosión puede originarse por la propia naturaleza química de las partículas o por el hecho de que sobre las mismas puedan absorberse sustancias corrosivas, entre las que se destaca el dióxido de azufre.

Según la normativa NJAC 7:27 7, se establece como límite legal de emisión de dicho componente en 100 T/año de TSP. [10]

En la planta RRS se estima que las emisiones de TSP son mínimas ya que los flujos tratados están en estado líquido-sólido. Por lo que es muy difícil que se emitan dichos componentes. Si en algún caso se emitieran es seguro que no se alcanza el límite legal.

4.2.3. Sulfuro de Hidrógeno, H₂S

El azufre de hidrogeno es un gas tóxico y corrosivo. En los ambientes en los que existe la posibilidad de la exposición a este gas, es necesario tomar precauciones así como un plan meticuloso, una selección de equipamiento especial, etc.

Este gas se puede generar en el momento de procesar los residuos sólidos. El H₂S es un gas producido de la descomposición de materiales orgánicos (cualquier material con hidrocarburos como productos del petróleo y agua). Si existe riesgo potencial de la formación de este compuesto es necesario desarrollar un plan de prevención e implementarlo.

El H₂S tiene un límite de 8h de exposición a 10ppm, que es un 0.001% en volumen. Los síntomas generados dependiendo de la concentración son los siguientes.

10ppm	Límite de exposición sin protección alguna
100ppm	Se pierde sentido de olfato en 3 hasta 15 minutos. Quema de los ojos.
200ppm	Pérdida del sentido del olfato rápidamente. Quema de los ojos
500ppm	Pérdida de conciencia. Distorsiones respiratorias en 2 a 15 minutos.
	Ppm= partes por millón de aire en volumen

Tabla 4.4. Síntomas generados dependiendo de la concentración H₂S (1%= 10000 ppm) [14]

Los límites según NJAC se establecen en 10 ppm.



4.2.3.1. Cálculo de las emisiones H₂S

Los límites según NJAC se establecen en 10 ppm. [10]

La planta se estima que tiene unas emisiones de H₂S entre 10-100ppm. Por lo que es necesario un control.

El sistema de adsorción de carbono se utiliza como absorbedor del gas contaminante H₂S con el fin no emitir dicha sustancia. El H₂S está presente en unos 100ppm y el sistema de adsorción de carbono consigue reducir esta concentración hasta 4 ppm.

4.2.4. Emisiones Potenciales (PTE, *Potencial To Emit*)

Las Emisiones Potenciales es la máxima capacidad de un flujo estacionario que puede emitir algún contaminante atmosférico bajo las circunstancias físicas y operacionales de un proceso. El valor de Emisiones Potenciales (Potential To Emt, PTE) de la planta RRS es la suma de todas las PET individual de cada operación o proceso. En el caso que se abarca se tratará de calcular el PET de los tanques de almacenamiento y colectores de las decantadoras y, por el método de superposición, sumarlos. El valor resultante estimará en qué punto, ambientalmente hablando, se encuentra la planta.

Tener en cuenta que las emisiones PTE no son emisiones directas, sino que hacen referencia a las posibles emisiones en el transcurso de los distintos procesos.

4.2.4.1. Cálculo de las Emisiones Potenciales

El método utilizado para obtener el valor de PTE de la planta es la más común usado por US EPA; el llamado Tanks4.09d Storage Tank Emission Calculation software. Ese software se emplea para el cálculo de las emisiones de los tanques de almacenamiento, "Storage Tanks". Este programa permite estimar las emisiones potenciales de los tanques utilizados durante todo el proceso. [11]



4.2.4.1.1. USEPA - Tanks 4.09d Storage Tank Emission Calculation Program

Según la regulación NJAC 7:27-16.1. [17]

“Storage tank means any tank, reservoir, or Wessel which is a container for liquids or gases, wherein:

1. *No manufacturing process, or part thereof, other than filling or emptying takes place; and*
2. *The only treatment carried out is that necessary to prevent change from occurring in the physical condition or chemical properties of the liquids or gases deposited into de container. Such treatment may include recirculation, agitating, maintaining the temperature of the stored liquids or gases, or replacing air in the vapor space above the stored liquids or gases with inert gas in order to inhibit the occurrence of chemical reaction”*

El programa de USEPA-Tanks 4.09d Storage Tank Emission Calculation Program permite obtener las emisiones potenciales “Potential to emit” de los siguientes elementos de la planta;

- ❖ Los cuatro tanques de recibimiento de CCCO (RT-1, RT-2, RT-3, RT-4)
- ❖ Los cinco colectores de sólidos de la centrifugadora vertical (VC-16, VC-17, VC-18, VC-19, VC-20)
- ❖ Los dos tanques de almacenamiento de HCGO(SC-4, SC-5)
- ❖ El tanque de condicionamiento de los “Solids Slurry” (SC-7)
- ❖ El colector de los sólidos de la centrifugadora horizontal (DC-3)
- ❖ Los dos tanques de condicionamiento del “Clean Oil” (CO-3, CO-4)
- ❖ Tanque de almacenamiento del aceite térmico del sistema calefactor

Un máximo de 6200barriles de CCCO son los proporcionados por la refinería. Utilizando este volumen como fijo y dividiéndolo entre los distintos equipamientos (que puedan tener emisiones), se verá que las emisiones son menores a las emisiones “Potential to Emit” y, en consecuencia, cumplen con las regulaciones.



En general, todos los tanques de almacenamiento son cubiertos y calientes. Por consiguiente, el programa 4.09d Tanks Program solo calcula las pérdidas potenciales de trabajo de los tanques. Además, casi todos los procesos de los tanques operan con un nivel fijo de líquido. La única excepción son los tanques de HCGO que se llenan y vacían durante las operaciones.

El resultado de utilizar el software facilitado por USEPA es el siguiente.

EPA-Tanks		
	Nomenclatura	lbs/año
Tanques de recibimiento CCCO	RT	0,88
Colectores Solids Slurry Centr. Vertical	VC	0
Tanques almacenamiento HCGO	SC	35,24
Tanques de Aceite Térmico	TC	0,05
Tanques Condicionamiento Solids Slurry	SC	0,15
Centrifugadora Horizontal	DC	16,31
Tanques Condicionamiento Clean Oil	CO	0,5
Emisiones Potenciales (PTE) totales		52,63
Emisiones Potenciales (PTE) totales (lbs/h)		0,00791

Tabla 4.5. Resultado según software USEPA-TANKS 4.09d (Anexo D.2.)

Se observa que las emisiones PTE totales, es decir, la suma de las PTE parciales es de 52.58lbs/año (0.00607lbs/año), que corresponde a una emisión de 0,0235868t/año. El significado directo de este resultado es que la planta RRS no supera el límite marcado por el reglamento NJAC 7:27-21, que exige que el valor de PTE para VOC sea menor a 10 t/año. En el caso contrario sería necesario presentar un informe anual al gobierno de NJ.

4.2.4.2. Emisiones VOC y PTE planta actual vs. Emisiones Propuesta de mejora



		Emisiones VOC's		EPA-Tanks	
		Actual	Propuesta	Actual	Propuesta
	Nomenclatura	lbs/año	lbs/año	lbs/año	lbs/año
Tanques de recibimiento CCCO	RT	175,7	175,7	0,88	1,32
Coletores Solids Slurry Centr. Vertical	VC	26,4	26,4	0	0
Tanques almacenamiento HCGO	SC	79,6	79,6	35,24	35,24
Tanques de Aceite Térmico	TC	0,1	0,1	0,05	0,05
Centrifugadora Horizontal	DC	16,31	0	16,31	16,31
Centrifugadora Horizontal	DC	16,31	0	16,31	16,31
Tanques Condicionamiento Clean Oil	CO	449,5	449,5	0,5	0,5
Emisiones VOC>1000 lbs/año		NO			
Emisiones Potenciales (PTE) totales				69,29	69,73
Emisiones Potenciales (PTE) totales (lbs/h)				0,00791	0,007960

Tabla 4.6 Resumen comparativo emisiones VOC vs. EPA-Tanks

Según NJAC 7:27-8 Apéndice 1, Tabla A, las emisiones no pueden superar el umbral de 0.05lbs/h (10t/año) de VOC. Por tanto, se cumple la regulación.

Además, en el caso de la propuesta, también se cumplen las especificaciones en este sentido.

4.2.4.2.1 Verificación del proceso como “Insignificant Source Operation”

El proceso que se realiza en la planta de RRS, según NJAC 7:27-22.1, se trata de un proceso “Insignificant Source Operation”, ya que cumple con los siguientes requisitos y, por tanto, no es necesario informar al gobierno de NJ sobre dichas emisiones y éste a USEPA. [10]

Los requisitos son los siguientes;

- Temperatura de operación de los tanques no debe ser superior a 350° F.
- La presión del vapor líquido, excluyendo la presión del vapor del agua, debe ser menor a 0.02pounds per Squire unch absolute (psia) a la temperatura del líquido o bien a 70° F.



- Los tanques o colectores de capacidad menor a 1000galones en los que las mezclas de líquidos no tienen reacciones reactivas, la presión del vapor del líquido, excluyendo la presión del vapor del agua, es menor a 1.5 psi.
- Los tanques o colectores no deben tener emisiones visibles, excluyendo el vapor de agua, a la atmosfera.
- Los tanques o colectores no emiten ningún aire contaminante que pueda causar olor detectable fuera de los límites de las instalaciones.
- Los tanques o colectores no están sujetos a ningún NESHAPS, MACT o NSPS controles estándar de la calidad del aire, excluyendo los requerimientos de NSPS sobre los contenidos de los tanques o colectores, el periodo de almacenamiento de estos contenidos así como la máxima presión real del vapor del líquido almacenado.
- Las emisiones potenciales de los tanques o colectores sobre TXS y HAP no excede los máximos expuestos en NJAC 7:27-8, Apéndice 1, Tabla A para cada TXS (VOC> 0.05lbs/h) y la Tabla B para cada HAP. (El total de emisiones VOC del proceso es de 0.00607lbs/h. No existen HAP's- según auditoria e informe "Material Data Safety Sheets" MSDS)
- El responsable de la planta, de los tanques y colectores confirma como se acuerda en NJAC 7:27-1.39, signado por el responsable oficial, como se define en NJAC 7:27-1.4, que las especificaciones de los contenidos de los tanques o colectores: cumplen con los criterios y testifica que los tanques y colectores están conformes con cualquier otro requerimiento aplicable del Estado o Federal sobre la calidad del aire.

4.3. Residuos sólidos generados

Según la norma NJAC 7:26 (Solid Waste Regulations),

"Waste is defined as any material which has served, or can no longer serve its original use and is discarded; or accumulated, stored, or treated prior recycling, discharging, burning for energy recovery, or discarding"

"Sludge means any solid, semi-solid or liquid waste generated from a municipal, commercial, or industrial waste water treatment plant, water supply treatment plant or air pollution control facility exclusive of the treated effluent from a wastewater treatment plant." [10]



Los principales residuos sólidos generados en la planta RRS son; el “Slurry Oil”, la parte líquida-sólida, deshecho del proceso en sí, plástico, cartón, papel, vidrio, material metálico y equipamiento.

4.3.1. Residuo “Solids Slurry”

El “Solids Slurry” o “Sludge” es el residuo sólido que se obtiene después de la centrifugadora horizontal o Decantadora.

Los tanques dónde se almacenan los residuos tienen un volumen de 20000gal/tanque. Sabiendo que se generan 5472gal/día, se llenan un tanque cada casi 4 días. A esta frecuencia, los tanques son recogidos por la refinería una vez están llenos.

Con la propuesta, sabiendo que cada día se generarían 4320gal/día aproximadamente, se llena un tanque cada casi 5 días. De esta manera, se reducirían los contaminantes asociados a los residuos y al transporte.

Estos residuos generados los gestiona la propia refinería, ya que se considera que es un servicio de ésta. Los residuos son recogidos, con la frecuencia necesaria, y transportado, juntamente con los residuos de la refinería, al vertedero localizado en Canadá.

El “Slurry Oil” es un producto casi negro, pastoso y olor a petróleo concentrado. Su densidad es de 8,409lbs/gal.

Este compuesto se identifica, según EPA, en la lista de residuos específicos “K-list”

“This list includes certain wastes from specific industries, such as petroleum refining or pesticide manufacturing. Certain sludges and wastewaters from treatment and production processes in these industries are examples of source-specific wastes.” [40 CFR §261.32]



Industry and EPA hazardous waste Nº.	Hazardous waste	Hazard code
Petroleum refining:		
K048	Dissolved air flotation (DAF) float from the petroleum refining industry	(T)
K049	Slop oil emulsion solids from the petroleum refining industry	(T)
K050	Heat exchanger bundle cleaning sludge from the petroleum refining industry	(T)
K051	API separator sludge from the petroleum refining industry	(T)
K052	Tank bottoms (leaded) from the petroleum refining industry	(T)
K169	Crude oil storage tank sediment from petroleum refining operations	(T)
K170	Clarified slurry oil tank sediment and/or in line filter/separation solids from petroleum refining operations	(T)

Tabla 4.7. Tabla K-list referente a la regulación § 261.33 (*Discarded commercial chemical products, off-specification species, container residues, and spill residues thereof.*), dónde el nivel de toxicidad se define con las siglas: T (Tóxico), R (Radioactivo). [12]

De esta manera se clasifica lo que nosotros llamamos “Slurry Oil” con número K051, “API separator sludge from the petroleum refining industry”. Ya que el “Slurry Oil” es la purga de la Centrifugadora Verical .

Dicho componente tiene el código T (Tóxico), por lo que se deberá tratar como tal.

Según RRS los residuos pastosos de “Slurry Oil” se tratan al igual que el resto de residuos de las mismas características que se generan en la refinería. No se dispone de información exacta sobre el destino final de dicho producto. Si se traslada al vertedero de Canadá, como nos han comentado en las entrevistas, entonces habría que hacer un estudio sobre las características del suelo, ubicación, etc.



Por otra parte, también existe la posibilidad de encontrar otra utilidad al “Slurry Oil” antes de enviarlo al vertedero. Por este motivo se hace un estudio de las distintas posibilidades de utilidad y/o destino final del producto.

Las posibilidades son las siguientes:

1. Devolver los sólidos a la unidad de purgas de la refinería
2. Transportar los sólidos hasta un horno de cemento. Los hornos necesitan Aluminio y silicio y no es necesario que el transporte mantenga ninguna temperatura del producto.
3. La incineración. Es muy costosa.
4. Vertedero. El vertedero más cercano de residuos sólidos de estas características se encuentra en Canadá. Estos aceptan el producto. Pero se prevé su cierre en Diciembre 2010.

Estudiamos el caso de los **Hornos de Cemento**. Estos serían una muy buena opción de reciclaje ya que el funcionamiento de estos se hace principalmente a través de productos petroleros de alta densidad.

El “Slurry Oil” podría funcionar ya que,

- Su incineración provoca una llama luminosa
- La densidad es muy alta, por lo que la temperatura que se puede alcanzar en los hornos es parecida a una incineradora
- Las condiciones alcalinas del horno, alcanzado gracias a las columnas de calcio pesante, puede absorber los productos ácidos de la combustión.

Igualmente, se deberían estudiar las posibles emisiones atmosféricas potenciales de dicho proceso.

4.3.2. Equipamiento

El equipamiento es englobado por toda la maquinaria del proceso, centrifugadoras, válvulas, bombas, tanques, etc.

Todo el equipamiento se encuentra dentro de un área eléctrica peligrosa clasificada, según los standards de OSHA, como Class I, division II y Group D, en las que;



Class I: “denotes areas where flammable gas, vapor or liquid is present.”

Division II: “denotes areas where flammable or combustible concentrations exist under normal operating conditions or have a low likelihood of presence.”

Group D: “Acetone, butane, hexane, natural gas, fuel oil”

Además, se debe tener en cuenta que existe el riesgo a que alguno de los componentes del sistema pueda explotar o incendiar. (Anexo D.4)

Cualquier sistema en el que se trata derivados del petróleo o petróleo, hay riesgo en los tanques de almacenamiento, en el momento de descargo o llenado del fluido, en las válvulas, bombas y en las tuberías de su transporte. El petróleo y sus derivados pueden inflamarse cuando se alcanza su punto de inflamación.

En la siguiente tabla se muestra en qué puntos puede producirse alguno de los daños descritos y las distancias de seguridad establecidas por NFPA (Nacional Fire Protection Association).

1 pie (ft) = 0,3048 metros (m)

1(psi) = 6894.75 pascales

1gal=3.8l

A partir de unos cálculos sencillos podemos determinar si la instalación se encuentra dentro de los límites establecidos por el NEC.

Tank Capacity (gal)	Minimum Distance (ft)	
	From Property Line that Is or Can Be Built Upon, Including the Opposite Side of a Public Way	From Nearest Side of Any Public Way or from Nearest Important Building on the Same Property
275 or less	5	5
276 to 750	10	5
751 to 12,000	15	5
12,001 to 30,000	20	5
30,001 to 50,000	30	10
50,001 to 100,000	50	15
100,001 to 500,000	80	25
500,001 to 1,000,000	100	35
1,000,001 to 2,000,000	135	45
2,000,001 to 3,000,000	165	55
3,000,001 or more	175	60



Type of Tank	Protection	Minimum Distance (ft)	
		From Property Line that Is or Can Be Built Upon, Including the Opposite Side of a Public Way	From Nearest Side of Any Public Way or from Nearest Important Building on the Same Property
Any type	Protection for exposures [†]	$1\frac{1}{2} \times$ Table 4.3.2.1.1 (b) value but shall not be less than 25 ft	$1\frac{1}{2} \times$ Table 4.3.2.1.1 (b) value but shall not be less than 25 ft
	None	$3 \times$ Table 4.3.2.1.1 (b) value but shall not be less than 50 ft	$1\frac{1}{2} \times$ Table 4.3.2.1.1 (b) value but shall not be less than 25 ft

Tabla 4.8. Distancias mínimas [13]

Partiendo de los tanques de recibimiento (*tanques de tapa fija*). Y buscando el caso extremo:

Capacidad (15000gal, aprox.) y presión menor a 17 kPa.

De la tabla 1: 20-5 ft (6.1m)

De la tabla 2: $3 \times 20 \times 0.3048 = 18.3\text{m}$

Type of Tank	Protection	Minimum Distance (ft)	
		From Property Line that Is or Can Be Built Upon, Including the Opposite Side of a Public Way ¹	From Nearest Side of Any Public Way or from Nearest Important Building on the Same Property ¹
Floating roof [see Table 4.3.2.1.1(a)]	Protection for exposures ²	$\frac{1}{2} \times$ diameter of tank	$\frac{1}{6} \times$ diameter of tank
	None	Diameter of tank	$\frac{1}{6} \times$ diameter of tank
Fixed roof	Approved foam or inerting system ³	Diameter of tank	$\frac{1}{5} \times$ diameter of tank
	Protection for exposures ²	$2 \times$ diameter of tank	$\frac{2}{5} \times$ diameter of tank
	None	$4 \times$ diameter of tank but need not exceed 350 ft	$\frac{2}{5} \times$ diameter of tank

Tabla 4.9. Distancias mínimas [13]

De la Tabla 4.9 se extrae el límite, en el caso de escapes de producto en los tanques:

- $2 \times 4\text{ft} \times 0.3048 = 2.5\text{m}$ (con protección)
- $4 \times 4\text{ft} \times 0.3048 = 5\text{m}$ (sin protección)

El límite para este caso extremo (escape de líquido inflamable) y las características del tanque, nos da un área límite de 24 metros aprox. (5+18.3m).



Dichos límites se aceptan y se asume que el área de seguridad establecida en la planta RRS no supera los límites requeridos por National Electrical Code (NEC). No hay peligro directo de explosión. [13]

4.4. Consumo de recursos naturales

4.4.1. Plástico

El plástico utilizado en la planta proviene principalmente del área de oficina (bolsas de plástico, envoltorios, bolígrafos, etc.), material de seguridad personal (gafas y casco), y material de seguridad general (mangueras).

Estos materiales, una vez se han utilizado y pasa su vida útil, son almacenados en basuras destinadas al plástico y son recogidas por el servicio de limpieza de la propia refinería. Ésta, en su obligación, envía dichos residuos a su disposición final (para reciclado).

4.4.2. Papel y cartón

El papel o cartón utilizado, como en el caso del plástico, proviene principalmente del material de oficina (hojas de papel, documentación, cajas de material, etc.) y material de la zona de trabajo (cajas de protección de material, etc.).

Estos materiales, una vez se han utilizado y pasa su vida útil, son almacenados en basuras destinadas al cartón y son recogidas por el servicio de limpieza de la propia refinería. Ésta, en su obligación, envía dichos residuos a su disposición final (para reciclado).

4.4.3. Energía

El suministro de energía eléctrica a la planta RRS se da a: 600 A, 480V, 3fases, 60Hz.

La instalación no ha facilitado los datos referentes al consumo eléctrico.

4.4.4. Contaminación del agua



4.4.4.1. Agua potable

Para el sistema de saneamiento (higiene personal –ducha, baño-). Ésta agua, una vez utilizada, se vierte directamente a la red de desguace de la refinería.

4.4.4.2. Aguas de proceso

- En el evaporador se genera agua por condensación a causa de la humedad ambiente en éste. Los condensados se almacenan en las unidades inferiores y serán vertidos directamente a las tuberías de saneamiento del edificio.
- En la centrifugadora vertical se utiliza agua para activar la descarga de los colectores. El agua utilizada no se mezcla en ningún momento con el producto, así que el agua pasa, al igual que el agua de refrigeración, por la depuración y posterior vertido a la red de alcantarillado.
- El agua utilizada por circuito cerrado para reducir la temperatura del producto e enviarlo a la refinería con la temperatura requerida, también se trata como los dos casos anteriores. Al tratarse de un circuito cerrado y no tener ningún contacto directo con el producto procesado, se envía al alcantarillado.

Igualmente, ésta agua se repone cada dos meses. El agua residual pasará por un sistema de depuración y, posteriormente, será vertida a la red de desguace.

4.5. Productos químicos

Los productos químicos utilizados en la planta son mayoritariamente los detergentes (entendiendo como tales jabones y lejías) para limpieza diaria e higiene personal de los empleados. Estos, son enviados directamente a la red de alcantarillado de la refinería y, ésta, a su vez, a su posterior tratamiento de depuración antes de salir al alcantarillado exterior.



4.6. Contaminación acústica

Según los requerimientos de 29 CFR 1910.95 (Occupational Noise Exposure), RRS ha establecido un programa sobre la conservación del oído, con el fin de proteger a los empleados expuestos a niveles mayores o iguales a los equivalentes a la media de 8 horas seguidas de exposición (TWA) a un nivel de ruido de 85dBA (decibelios medidos en A-escale)

Los límites establecidos se muestran en la tabla siguiente. Si se superan dichos límites, se debe establecer un control y un sistema para proteger a los empleados de esta exposición, ya sea mediante protección física de los oídos o estudio de otros métodos de trabajo.

Duración por día y horas	Nivel de Sonido medido en dBA (dosímetro)
8.0	90
6.0	92
4.0	95
3.0	97
2.0	100
1.5	102
1.0	110
0.5	110
0.25	115

Tabla 4.10. Límites según 29 CFR 1910.95

La exposición instantánea o impacto al oído no debe exceder el nivel máximo de presión para los oídos, los 140dBA. [14]

➤ Test audiométrico

La empresa tiene establecido el control de los oídos de sus empleados mediante el test audiométrico. Este test se lleva a cabo cada año a esos empleados que han sido expuestos a un nivel superior de ruido de 85dBA TWA. Este test es requerido por OSHA y, por tanto, es necesario realizarlo para poder demostrar que la seguridad de los empleados está asegurada.



El umbral estándar se define como,

a) Un cambio en el oído de 10dB o más de una media de 2000, 3000 y 4000Herz (Hz) en alguno de los dos oídos.

b) La nivel de oído de los empleados es de 25dB o más por encima del audiométrico cero (media de 2000, 3000 y 4000Herz (Hz))

Según el encarado Rejith Chacko cada año se realiza una medida del nivel de ruido por parte una empresa externa, subcontratada por Bayway Refinery, dónde se constata que la planta RRS emite un nivel de sonido aceptable. Los trabajadores de la planta RRS se encuentran una media de 8 horas al día en la planta con un nivel de sonido de unos 50dBA. Por tanto, no es necesario la realización de ningún test audiométrico a los empleados.

4.7. Impacto visual

La planta RRS se encuentra dentro de los límites de las instalaciones de la Refinería Bayway. Dicha Refinería tiene unas dimensiones de casi dos hectáreas y media. Ésta, Se encuentra entre las ciudades de Elisabeth y Linden, New Jersey. Aún así, al ciudad más próxima es Linden, que se encuentra a un kilómetro aproximadamente.

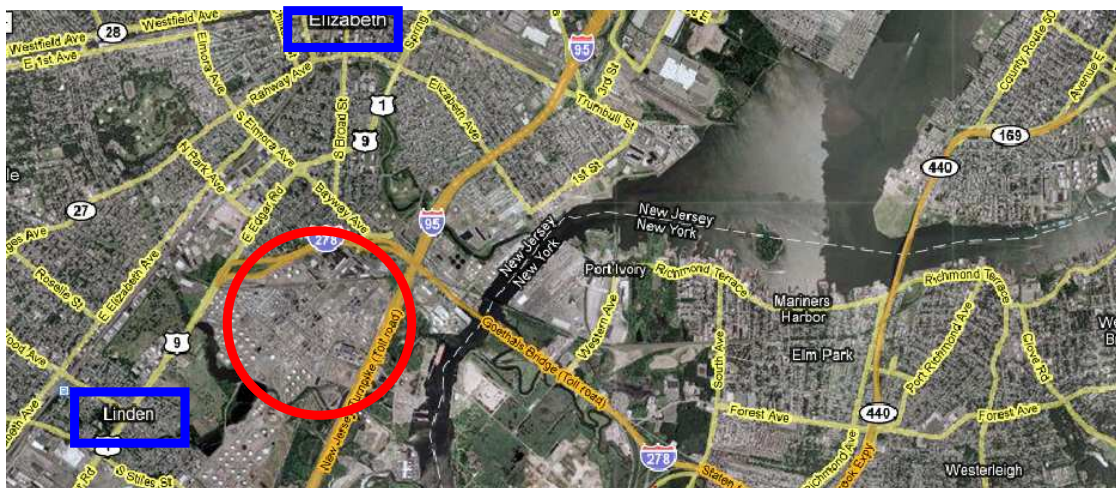


Imagen 4.1. Vista aérea de New Jersey



Las torres de destilado y de refrigeración de la refinería se ven ya desde lejos, sobre todo el vapor de agua de color blanco-nieve. Un poco más cerca, pasando por la carretera New Jersey Turnpike, ya se observan las miles de cañerías que rodean las instalaciones, así como la planta de cogeneración que la refinería ha incorporado recientemente.

La planta no es visible desde el exterior de la Refinería, ya que se encuentra prácticamente rodeada de instalaciones del proceso de refinado. Además, la planta tiene unas dimensiones de 40m² aproximadamente, y el equipamiento más alto y visible son los tanques de condicionamiento del HCGO. Por tanto, RRS es una porción pequeña de todo el complejo. Si se eliminaran los tanques de HCGO, el impacto no varía desde fuera la refinería, aunque sí desde el interior.



5. Auditoría ambiental

Con el fin de llegar a conclusiones específicas respecto la actividad diaria de RRS en la refinería, se realiza una auditoria concreta. En está se da máxima importancia a; sus emisiones atmosféricas, los materiales usados, el agua utilizada, el equipamiento, los residuos generados así como sustancias empleadas en los procesos.

Esta auditoría comprende un cuestionario con preguntas relacionas con todos los temas mencionados. Dichas preguntas se plasman a partir de las normativas facilitadas por el gobierno de NJ. Una vez estudiadas las normativas y legislaciones se componen las preguntas adecuadas para obtener las respuestas necesarias. (Anexo D.5)

Igualmente, el cuestionario no alcanza las siguientes normativas:

- OSHA, Occupational Safety and Health Administration
- TSCA, Toxic Substance Control Act
- TCPA, Toxic Catastrophe Prevention Act (New Jersey Department of Environmental Protection)
- DOT, Department of Transportation

La auditoria se divide en las siguientes áreas de estudio:

1. Regulaciones Generales

- a. Aire
- b. Agua
- c. Residuos
- d. Equipamiento

2. Regulaciones específicas de equipamiento

- a. Aire
- b. Tanques de almacenamiento y tanques de suministro
- c. Agua
- d. Aceite combustible en equipamiento



- e. Otros
- f. Aceites
- g. Transporte
- h. Equipamiento para el agua y residuos
- i. Planta de FCC
- j. Chimeneas
- k. Asbestos

5.1. Resultado auditoria

Los puntos de la auditoria con resultado negativo, y que se deberán estudiar, son los siguientes:

1. Regulaciones Generales

Aire.2. *“Any or altered air emission control device, excluding control device used solely to purify intake air?” [NJAC 7:27-8]*

Respuesta negativa porque el punto NJAC 7:27-8.2.1 se refiere a cualquier tipo de equipamiento y, según los ingenieros de la planta debería haber un control de las emisiones atmosféricas. Realmente se ha comprobado que no es necesario un control continuo de las emisiones contaminantes porque no se supera los límites establecidos y la instalación es considerada como “insignificant source operation”.

Aire.10. *“Any of the following SARA 313 chemicals manufactured, processed, or used:(Please circle all applicable chemicals.)”*

Respuesta negativa porque la instalación utiliza Tolueno en el Laboratorio. Simplemente se debe vigilar con su disposición final, ya que se trata de un producto químico alterable.

Agua.1. *“Any new connections to process, condenser, or sanitary sewers?” [NJAC 7:14 & 7:14A]”*

Según el técnico de planta, se debe a que recientemente han realizado cambios en las cañerías del baño. No implica ninguna medida extraordinaria.



Agua.2. *“Any increase to the current discharges to the process or condenser sewers? [NJAC 7:14]”*

La respuesta fue afirmativa. Cada día la descarga de residuos es variable. La instalación ya lo tiene en cuenta, por lo que no existe problemática mientras no se supere la carga máxima.

Residuos.2. *“Any temporally drum storage areas or wastes areas created? [NJAC 7:26]”*

RRS ha instalado algunos bidones extras para la recolección de residuos varios, como pueden ser muestras de CCCO a la entrada y salida del proceso, así como para almacenar las botas inutilizables de los empleados.

Residuos.3. *“Any waste accumulated onsite in drums, tanks, roll-offs, or stock piles? [NJAC 7:26]”*

Normalmente siempre queda residuo impregnado en las bases de los tanques de condicionamiento y HCGO. Una empresa subcontratada les proporciona este servicio de limpieza de tanques, cuya periodicidad es un dato desconocido.

Residuos.6. *“Any excavation or disturbance of soil? [NJAC 7:26]”*

La respuesta es afirmativa porque la refinería está en constantes cambios y obras. Pero no afecta a los dominios de la planta. Lo que sí se produce es levantamiento de tierra y polvo al pasar cisternas de envergadura, de trabajos de la refinería, alrededores de la planta.

Residuos.10. *“Any discharge of any waste stream in Question 9 to the process sewer? [40 CFR 61 Subpart FF]”*

Cuestión 9: “Any benzene-containing waste stream which has a flow-weighted annual average total water content greater than 10 vol.%? (Waste is defined as any material that is discarded; or accumulated, stored, or process sewer, sludge from tank and other equipment cleaning, tank bottom water discharged to the process sewer, and any discarded material from unit startup/shutdown procedures. Exemptions include: waste in the form of air emissions from any process stream, waste contained in a segregated [40 CFR 61 Subpart FF]”

La composición de los residuos sólidos, “Solids Slurry”, se caracteriza por contener un alto grado de silicio, aluminio y, entre otros, benceno (aunque en menos proporción). La respuesta



es afirmativa nos hace pensar que existe en algún momento contacto entre sustancia procesada en el sistema y el agua que se vierte a la red de alcantarillado.

Se debería hacer un análisis del agua que se vierte a la red de alcantarillado de la refinería y saber cuáles son los procesos de depuración que realiza ésta, ya que el benceno esta clasificado como sustancia tóxica.

Residuos.11. *“Any storage or transfer of any waste stream in Question 9 in containers?[40 CFR 61 Subpart FF]”*

Ya se ha estudiado que los residuos se disponen en tanques, los cuales son recogidos por la refinería y trasladados a un vertedero controlado.

Para el resto de apartados las respuestas son las esperadas.



6. Análisis de Salud y Riesgos laborales

Con la intención de mejorar en todos los sentidos las operaciones que se llevan a cabo en la planta, se ha realizado una auditoria sobre la seguridad y salud de los empleados en las instalaciones de trabajo. Comparando con las regulaciones OSHA, los estándares generales de industria juntamente con los procesos que se llevan a cabo en la planta, la documentación existente y la inspección directa de la zona se dan las respectivas recomendaciones.

En general, los empleados están concienciados sobre como deben reaccionan delante una situación de emergencia. Las condiciones físicas de las instalaciones parecen adecuadas, teniendo en cuenta que el tiempo de operación de dicha es corto (6 años). Aún así, existen áreas de la planta que se pueden mejorar, así como algunos métodos de trabajo.

La información que se expone a continuación intenta recoger aquellos puntos de la planta que podrían mejorarse, así como los sistemas de seguridad empleados. Se utiliza además una matriz de riesgo que marca cuales presentan mayor riesgo personal y, por tanto, merecen una atención especial. (Anexo E.1)

Los técnicos, con quién se ha establecido la comunicación diaria, han presentado una actitud receptiva acerca de esta auditoría, además han accedido a discutir algunos temas de seguridad. La mayor participación ha sido la del General Manager Jerry Ramdhani, Site Manager John Pimley, Maintenance Manager Rejith Chacko, Supervisores de operación Deybi Hernández y Marius Girzadas, los Operarios Salvador Beltran-Trejo y Enrique Bosques, así como los empleados ocasionales Michael Verdial y Nestor Turbi-Mendez.

6.1. Equipamiento

El equipamiento de la planta se encuentra limpio de elementos corrosivos y no se escucha ruido de maquinaria en funcionamiento. Aún así, no existe un ningún programa de Análisis de procesos peligrosos. Sólo existe la inspección visual de toda la instalación.



1. Se cree que la localización de la caseta-oficina de los trabajadores se encuentra fuera de los límites de la unidad de producción de H_2 que se encuentra adyacente a la carretera principal. Esto debería ser verificado por ConocoPhilips Safety Department.

2. El área de aparcamiento de vehículos se encuentra adyacente a los tanques de almacenamiento. Podría darse la posibilidad de un fallo en el sistema del coche o un error humano el que causara un contacto directo entre tanque y vehículo.

Por tanto, se sugiere poner una barrera física entre los vehículos y las áreas de operación.

3. El acceso al equipamiento es dificultoso por la posición entre las válvulas y los pasillos. Existen muchas áreas con andamios temporales para acceder a los equipamientos. Algunas superficies son resbaladizas y no están protegidas por apoyos directos ni pasos de acceso directo. Se podría ahorrar costes y seguridad si los andamios fueran eliminados. Aún así, cada día hay un empleado que dedica una hora a inspeccionar los andamios, manejándolos si es necesario hasta que son seguros.

Se considera que podría hacerse un programa para empezar a eliminar dichos andamios y reemplazarlos por plataformas permanentes, como se diseñan en las guías de OSHA.

4. Las instalaciones se encuentran en línea directa a un extintor y son constantemente rodeadas por los vapores que salen de las operaciones de centrifugación.

Se considera necesaria la relocalización de los extintores, posiblemente entre el área de aparcamiento y los tanques de almacenamiento.

Existe otra caseta justo al lado de la centrifugadora horizontal, en la que los operarios entran y salen constantemente para tomar lecturas y otros.

Se sugiere la relocalización de dicha caseta y uso de esta como caseta central de todas las operaciones.

5. El principal suministrador de aire proviene de ConocoPhilips se hace con una manguera que pasa por debajo de la carretera principal de la refinería, debajo de bloques de madera. Esta manguera es segura si se vincula y no se expone a elementos físicos ni ambientales. La



manguera típica tiene una vida útil de unos 2 años aproximadamente si las condiciones ambientales son buenas.

El problema aparece cuando las condiciones no son buenas y la manguera se rompe. Hay unos 65 psi de fuerza golpeando la manguera desde el interior por lo que se podría dar contacto con algún empleado o equipamiento.

Una solución sería utilizar una tubería dura para el suministro del aire entrante a las instalaciones, y después proveer una estación principal para el uso de los operadores.

6. Hay un generador de electricidad que se movió a algún punto de la refinería. Los cables que conectan la planta con el generador no está protegido por un conducto rígido. Esto hace que exista un riesgo potencial de accidente si hubiera contacto con los empleados o se diera algún factor ambiental imprevisto.

Se sugiere un programa para instalar toda la instalación eléctrica con tuberías rígidas con las conexiones bien cerradas.

7. Se ha encontrado dos indicadores que no funcionan en el tanque de almacenamiento de sólidos después de las centrifugadoras verticales. Entonces, los empleados utilizan la vista para determinar los niveles de dicho tanque, por lo que deben abrir el tanque. Existe una exposición ambiental y un tiempo de operación para llevar a cabo esta operación, que podría eliminarse si se repararan los indicadores de niveles.

8. Las cajas de descarga con los sólidos tienen difícil acceso. Se ha observado como, a veces, los empleados se ponen encima de los bordes de los contenedores para alcanzar la cobertura y ponerla correctamente.

Debería instalarse una plataforma para que los empleados accedieran sin tener que hacer esfuerzos físicos peligrosos.

9. Existen muchos tanques y localizaciones en las que los empleados necesitan acceder y no hay plataformas o apoyos para las manos para proteger a los empleados, en el caso que estos resbalasen.

Se sugiere crear las plataformas necesarias.



10. Hay una cuestión general a tener en cuenta con las inundaciones causadas por la elevación del terreno y la canalización. Hay un transformador eléctrico que tiene una marca de agua a unos 30 centímetros del suelo, claramente visible. Los empleados explican que, en múltiples ocasiones, las bombas o los motores eléctricos han estado sumergidos bajo el agua de lluvia

Se debería proveer un sistema de canalización más adecuado para eliminar el agua acumulada en las áreas de procesado con el fin de evitar las descargas eléctricas potenciales.

6.2. Seguridad Personal

Esta sección incluye todo aquellas cuestiones que puedan afectar a corto o largo plazo sobre la salud y seguridad de los empleados. No existe ninguna señal amenazadora para la vida de forma inmediata. Hay áreas en la planta que deben ser consideradas con el fin de prever cualquier daño personal, mejora de las condiciones de trabajo y prevención de las exposiciones personales.

1. Debería hacerse una inspección sobre la exposición de los empleados con el vapor de la decantadora (Centrifugadora horizontal). El área que rodea el suelo de la decantadora está constantemente mojada por aceites de petróleo y vapores. Los empleados están constantemente trabajando en esta área.

Una solución temporal sería instalar un sistema de aspiración de vapores conectado al final de la decantadora (por donde salen los sólidos), con el fin de direccionar los vapores hacia un punto fuera de la exposición de los empleados.

2. Se recomienda una inspección del ruido, con la finalidad de identificar las áreas que requieren protección para el oído. La operación de la centrifugadora y la decantadora son fuertes.

La planta debería tener a disposición algún artefacto para el oído, pero, por lo que se conoce, no es necesario protección.

3. Los seis tanques principales de recibimiento no están aislados de la exposición personal. El pasillo principal de la oficina a la unidad esta adyacente a los tanques.



Se recomienda poner una barrera física o protección personal contra las superficies calientes (>140 ° F)

4. En el momento que algún empleado se mete algún material o sustancia accidentalmente en los ojos o entra en contacto con la piel, el empleado necesita lavarse inmediatamente los ojos o la piel. Las instalaciones tienen agua potable para lavarse los ojos en el interior de la caseta de los empleados. La unidad se ha encontrado en condiciones muy pobres.

Se recomienda instalar una unidad fija para los empleados fuera de las áreas de operación. Las unidades portátiles, como la caseta de los empleados, es muy difícil de mantener en condiciones dignas y, además, tienen una vida útil limitada.

6.3. Seguridad General

Las siguientes indicaciones son generales y las acciones a realizar para las recomendaciones pueden ser fácilmente manejadas por los empleados.

1. Los mecanismos como los montacargas utilizados en las actividades de mantenimiento están en muy malas condiciones. Esto podría generar una caída potencial causando daño al equipamiento. Las condiciones de los tanques de almacenamiento así como la contaminación mínima ayuda a su deterioramiento.

Sería recomendable un lugar más seguro de almacenamiento y un programa de inspección.

2. La clasificación del área eléctrica es Class. I Div. II. Hay mecanismos que se usan y que no cumplen estas especificaciones. Incluye el espacio de los calentadores, lámparas, luces portátiles y calefactores eléctricos.

Se recomienda suspender el uso de estos aparatos eléctricos no aprobados que pueden provocar peligro de incendio.

3. Se usan paletas de madera como peldaños para acceder a la caseta-oficina. Estos pueden hacer tropezar a los empleados cuando estos adquieren malas condiciones a causa de la exposición al ambiente.



4. La caseta de operaciones se utiliza, además, como almacén para material como bidones por lo que está abarrotado.

Estos materiales deberían eliminarse de la caseta y recolocados en un almacén más apropiado.

5. existe la costumbre de recoger muestras con cubos de la parte alta de los tanques de almacenamiento para reciclar.

Un método mejor sería instalar un colector central que pudiera llenarse por bombeo desde los tanques. Esto eliminaría la exposición de los trabajadores a los vapores de los tanques y la necesidad de subir las escaleras hasta el máximo nivel de los tanques.

6. La mayoría de los extintores han sido examinados y están en buenas condiciones.

7. Muchas de las mangueras de incendios se encuentran en el suelo y se contaminan de petróleo. Esto reduce considerablemente la vida de dichas mangueras.

Las mangueras requieren una inspección anual para asegurar que mantendrán las presiones de operación. Además de debería buscar otro método para almacenarlas.

8. Las escaleras portátiles están en buenas condiciones.

9. La plataforma principal de los intercambiadores de calor esta obstruida por tuberías.

Se debe considerar un cambio de orientación de estas cañerías.

10. Las señales en la planta están en lugares poco visibles y son demasiado pequeños, por lo que las instrucciones, si existen, son de lectura difícil.

En un futuro, se recomienda poner carteles indicadores más grandes para las zonas peligrosas.

6.4. Revisión de la documentación y formación

En este apartado se discute algunos aspectos después de haber estudiado la documentación y programas de seguridad. En general, hay información que indica que los empleados han recibido la formación de seguridad necesaria (el manual de HSE de la planta). Además, existe control de los equipamientos.



1. La mayoría de la documentación para formación data del 2005, por lo que no está actualizada para los empleados actuales.

Se debe desarrollar otro documento de formación e implementarlo.

2. Los archivos y/o carpetas físicas de toda la organización no está completa.

Se recomienda tener la documentación actualizada.

3. Los archivos se localizan en varias carpetas. No es un sistema central para encontrar los documentos de seguridad necesarios.

Se debería unir toda la información de seguridad en una única carpeta

4. Después de examinar las carpetas, se observa que todos los documentos de formación y seguridad son copias de papel. No existe ninguna copia electrónica de la información importante.

Se recomienda eliminar aquellos documentos inútiles y hacer copias electrónicas de la documentación, con la finalidad de mejorar la organización y la búsqueda de información.

5. Varía de la información técnica de los procesos no está actualizada y no incluye las condiciones actuales. Hay un horario y un programa en la caseta-oficina dónde se puede leer las actividades diarias de cada empleado.

Se recomienda el uso de instrucciones simples y controles críticos de las tareas diarias peligrosas o que merecen una atención especial.

6. Existe un requerimiento legal que dice que se debe tener, en el lugar de trabajo, el diario OSHA (dónde se explica la forma de trabajar de los empleados) de los últimos cinco años. Actualmente sólo hay el del 2006.



Se debería encontrar las copias de los últimos años y tenerlos localizados en la carpeta de documentación de seguridad. Si no se encuentra, se deben crear otros de nuevos con las datas actuales.



7. Análisis financiero

El objetivo principal del análisis es determinar - en base a la contabilidad de la empresa; cuenta de resultados y balance - si la empresa será capaz de disponer de los fondos necesarios para cubrir los eventuales déficits entre sus pagos y sus ingresos, cumplir con sus compromisos y alcanzar la estabilidad después de hacer una inversión extra para implementar las propuestas del proyecto. Es decir, determinar, mediante un análisis dinámico, la evolución económica de la empresa

Para ello, se crea la cuenta de resultados y el balance en base al último año de RRS. Se estudia la evolución a 7 años vista. Además, se plantea el escenario financiero con la nueva inversión.

En primer lugar se decide cual es la inversión a considerar en caso de implementación del proyecto.

7.1. Inversión para implementación propuesta y mejoras

La inversión y el cálculo del presupuesto para el año 2009 se centrarán en tres puntos:

1. Renovación de equipamiento técnico según Responsable de la Instalación.
2. Inversión a corto plazo para mejorar seguridad y prevención de accidentes laborales.
3. Inversión para llevar a cabo las mejoras propuestas en este proyecto.

7.1.1. Renovación de equipamiento técnico

Según responsable planta Rejith Chacko se debería invertir en los siguientes equipamientos;

- Nuevo colector marca Westfalia (el precio de uno original es de aproximadamente \$78.000).
- Reemplazar el 30% de las bombas API, coste de unos \$22.000 aprox.
- Reemplazar las válvulas Versa de Westfalia. \$3.000.



- Nuevo programa para el cálculo de los volúmenes de los tanques de Sludge. \$3000.
- Sistema Westfalia Data Recording (Software, hardware y ordenador para guardar la información). Coste, aproximadamente, de \$7.500. Este sistema permitiría ver y controlar cuanto tiempo se para una centrifugadora, cuando se para, cuando se vuelve a poner en marcha, los tiempos de operación, etc.

Equipo	Precio (\$)
Colector marca Westfalia	78.000
Renovación de 30% de las bombas API	22.000
Válvulas Versa de Westfalia	3.000
Programa para el cálculo de los volúmenes de los tanques	3.000
Westfalia Data Recording (Software)	7.500
SUBTOTAL MATERIAL TÉCNICO	113.500

Tabla 7.1. Desglose inversión Equipos

7.1.2. Inversión para mejorar seguridad y prevención de accidentes laborales

Por otra parte, se debería invertir en las mejoras de la seguridad y riesgos laborales. La inversión a realizar para afrontar el planteamiento se puede ajustar con la compra y/o modernización de;

- Protecciones de extremidades
- Protecciones de cuerpo; Monos de trabajo, ropa de protección contra las agresiones químicas, cascos de seguridad, cremas de protección y pomadas, calzado de seguridad, guantes contra agresiones químicas, gafas de montura integral, protectores auditivos tipo “tapones”.
- Protección de cabeza
- Formación y prevención
- Reconocimientos médicos
- Protección Contra incendios; Extintores de incendios de polvo seco y mangueras



- Personal médico; Camilla portátil para evacuaciones y material de botiquín

Elemento	Precio (\$)
Protecciones de extremidades	4.900
Protecciones de cuerpo	500
Protección de cabeza	1.500
Formación y prevención	9.000
Formación y prevención	8.500
Reconocimientos médicos	14.000
Protección Contra incendios	5.500
Personal médico	15.000
SUBTOTAL MATERIAL AUXILIAR	58.900

Tabla 7.2. Desglose inversión seguridad y riesgos laborales

7.1.3. Inversión diseño de la propuesta

Finalmente, para poder incorporar los cambios de diseño en el proceso, son necesarios los siguientes elementos,

- Contrato a una Ingeniería para la diseñar las modificaciones; estudios preliminares, maquetas, etc.
- Material: bombas, tubos, válvulas, elementos de medición, material de obra, herramientas, etc.
- Otros costes

Gracias a la consulta a un especialista, se estima una inversión inicial de implementación de **\$1.300.000** (884.354 €).

7.1.4. Inversión Total

Así, el total a invertir se detalla en la siguiente tabla:

SUBTOTAL MATERIAL TÉCNICO (\$)	113.500
SUBTOTAL MATERIAL AUXILIAR (\$)	58.900
MEJORAS DISEÑO (\$)	1.300.000
TOTAL A INVERTIR (\$)	1.472.400

Tabla 7.3. Inversión proyecto



Por lo tanto, la inversión será de \$1.475.400, valor que se redondea a **1.500.000\$**. Para el estudio económico-financiero se utiliza la moneda americana, el dólar, ya que el balance facilitado y el proyecto en sí hacen referencia a EEUU.

7.2. Cuenta de resultados

La cuenta de resultados muestra los beneficios esperados de la empresa como diferencia entre los ingresos y los gastos. El ingreso principal proviene de las ventas y los gastos se dividen en variables y fijos, entre los que se encuentran el Personal, la Amortización, Seguros y otros.

En la cuenta de resultados, realizada para este proyecto, se toma como año base el facilitado por la empresa. A partir de éste, se estima la evolución a lo largo de los 7 años siguientes. Para la elaboración de la cuenta se asume que;

- El 53% de la producción se vende al precio de \$2,9 (el 53% de los barriles producidos cumplen con las especificaciones de la refinería, reducción de hasta el 80% de las cenizas). El resto, 47%, a \$2,6.
- El precio del barril aumenta con el incremento anual del IPC.

Año	IPC	Precio barril (\$)	Precio barril (\$)
1	1,20%	2,9	2,6
2	1,20%	3,0	2,7
3	1,20%	3,0	2,7
4	1,50%	3,1	2,7
5	1,80%	3,1	2,8
6	2,20%	3,2	2,8
7	2,20%	3,2	2,9

- Las ventas aumentan a partir del año 2:

Año	Incremento	Total (bbl)
0	0	1.624.660
1	0	1.700.000
2	20.000	1.720.000
3	30.000	1.750.000
4	50.000	1.800.000
5	0	1.800.000
6	0	1.800.000
7	0	1.800.000



- Los costes variables se han estimado en base al número de barriles. El coste unitario del año 0 se ha infracionado.
- Los gastos de personal tienen un incremento anual de: IPC más un 1%

Año	IPC	Incremento	Incremento salarial
1	1,20%	1%	2,20%
2	1,20%	1%	2,20%
3	1,20%	1%	2,20%
4	1,50%	1%	2,50%
5	1,80%	1%	2,80%
6	2,20%	1%	3,20%
7	2,20%	1%	3,20%

- Los Seguros y otros, los costes Generales y de Administración así como los otros costes fijos aumentan con el IPC.
- La amortización del inmovilizado (material e inmaterial) es fija (1,3 millones). Se entiende que la menor amortización que debería haber cada año por los bienes que quedan amortizados, se compensa con las nuevas altas de inmovilizado.
- El coste financiero se ha proyectado como el 4.5% de la deuda financiera media del periodo.
- Se ha estimado un tipo impositivo del 30%.

Se observa que es un escenario conservador ya que la capacidad máxima de producción anual es de 2.263.000 barriles, y el modelo solo alcanza hasta 1.800.000 barriles anuales. Se asume que la empresa evolucionará productivamente en forma de rampa y luego se normalizará.



P&G	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas	4.482.438	4.746.584	4.860.055	5.004.161	5.224.344	5.318.382	5.435.387	5.554.965
Costes de producción variables	620.124	656.667	672.366	692.302	722.763	735.773	751.960	768.503
Personal	843.767	862.330	881.301	900.690	923.207	949.057	979.427	1.010.768
Amortización	491.850	491.850	491.850	491.850	491.850	491.850	491.850	491.850
Seguros y otros	570.956	577.807	584.741	591.758	600.634	611.446	624.897	638.645
Costes de producción fijos	1.906.572	1.931.987	1.957.892	1.984.297	2.015.691	2.052.352	2.096.174	2.141.263
Margen Bruto	1.955.741	2.157.929	2.229.798	2.327.562	2.485.890	2.530.257	2.587.253	2.645.199
Personal	321.540	328.613	335.843	343.231	351.812	361.663	373.236	385.180
Amortización	841.911	841.911	841.911	841.911	841.911	841.911	841.911	841.911
Otros	469.200	474.830	480.528	486.294	493.589	502.473	513.528	524.825
Costes Generales y de Administración	1.632.650	1.645.354	1.658.282	1.671.437	1.687.312	1.706.047	1.728.675	1.751.916
Resultado Operativo (EBIT)	323.091	512.575	571.516	656.125	798.578	824.210	858.578	893.283
Amortización	1.333.761	1.333.761	1.333.761	1.333.761	1.333.761	1.333.761	1.333.761	1.333.761
EBITDA	1.656.852	1.846.336	1.905.276	1.989.886	2.132.339	2.157.971	2.192.339	2.227.044
Resultados financieros	-258.509	-247.800	-238.796	-229.793	-220.789	-211.786	-202.782	-193.779
EBT	64.583	264.776	332.720	426.333	577.789	612.424	655.796	699.504
Impuesto de sociedades	-48.558	-87.376	-109.797	-140.690	-190.670	-202.100	-216.413	-230.836
Resultado Neto	16.025	177.400	222.922	285.643	387.119	410.324	439.383	468.668

Tabla 7.4. Pérdidas y Ganancias

	1	2	3	4	5	6	7
EBITDA	1.846.336	1.905.276	1.989.886	2.132.339	2.157.971	2.192.339	2.227.044
Variación Working Capital	-253.071	10.187	-3.796	-11.010	11.403	1.704	5.325
Inversión - Capex	-1.000.000	-1.000.000	-1.000.000	-1.000.000	-1.000.000	-1.000.000	-1.000.000
Devolución de deuda	-200.076	-200.076	-200.076	-200.076	-200.076	-200.076	-200.076
Gasto financiero	-247.800	-238.796	-229.793	-220.789	-211.786	-202.782	-193.779
Impuestos	-87.376	-109.797	-140.690	-190.670	-202.100	-216.413	-230.836
Movimiento de caja	58.013	366.794	415.532	509.793	555.412	574.771	607.678

Tabla 7.5. Movimiento de caja

7.3. Balance

El balance comprende los bienes y derechos que constituyen el activo de la empresa, así como sus deudas y obligaciones que forman el pasivo de la misma. La estimación para los 7 años siguientes se puede observar en la Tabla 7.6. Se trata de un balance base, a partir del cual se añade la nueva inversión.

Para la elaboración del balance se sume que;



- Los Períodos Medios de Cobro y de Pago se han estimado en 45 y 90 días, respectivamente, en base al histórico de la compañía.
- Para el funcionamiento y mantenimiento normal de la instalación es necesario invertir anualmente \$1.000.000.

	0	1	2	3	4	5	6	7
ACTIVO								
Mobiliario	1.880	1.797	1.714	1.631	1.548	1.465	1.382	1.299
Maquinaria e instalaciones	7.091.183	6.778.056	6.464.929	6.151.802	5.838.675	5.525.548	5.212.421	4.899.294
Material de oficina	6.206	5.932	5.658	5.384	5.110	4.836	4.562	4.288
Total inmovilizado material	7.099.269	6.785.785	6.472.301	6.158.817	5.845.332	5.531.848	5.218.364	4.904.880
Inmovilizado inmaterial	459.191	438.915	418.638	398.361	378.085	357.808	337.532	317.255
Gastos anticipados	47.833	47.833	47.833	47.833	47.833	47.833	47.833	47.833
Clientes	580.321	585.195	599.185	616.951	644.097	655.691	670.116	684.859
Caja	517.821	575.834	942.628	1.358.159	1.867.952	2.423.364	2.998.135	3.605.813
Total activos	8.704.435	8.433.561	8.480.584	8.580.122	8.783.300	9.016.544	9.271.980	9.560.640
PASIVO								
Fondos Propios	1.930.738	2.108.138	2.331.060	2.616.703	3.003.821	3.414.146	3.853.529	4.322.197
Capital	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Reservas	1.764.713	1.780.738	1.958.138	2.181.060	2.466.703	2.853.821	3.264.146	3.703.529
Rtado. Ejercicio	16.025	177.400	222.922	285.643	387.119	410.324	439.383	468.668
Deuda LP	5.506.656	5.306.580	5.106.503	4.906.427	4.706.351	4.506.275	4.306.198	4.106.122
Deuda CP	200.076	200.076	200.076	200.076	200.076	200.076	200.076	200.076
Proveedores y acreedores	1.066.965	818.768	842.945	856.916	873.051	896.048	912.177	932.245
Total pasivo	8.704.435	8.433.561	8.480.584	8.580.122	8.783.300	9.016.544	9.271.980	9.560.640

Tabla 7.6. Balance

7.4. Análisis inversión

Para aplicar la inversión de \$1.500.000 al balance y la cuenta de resultados y obtener los valores **TIR** (Tasa Interna de Retorno) y **VAN** (Valor Actual Neto) del proyecto, se asume;

- El 100% de la inversión se financia con deuda. El coste de la misma se ha estimado en un 5%
- Plazo de devolución: 7 años
- Amortización: 15 años.
- Gastos de mantenimiento: 2%



- Porcentaje de éxito del proyecto: 100% (el 100% de los barriles tendrán el precio de \$2.9 porque se obtendrán las especificaciones en el 100% de la producción)
- Tasa de descuento: 8%

Las cuentas de resultados y el balance de la inversión se pueden encontrar en el Anexo F.

De este modo, el nuevo movimiento de caja será:

	1	2	3	4	5	6	7
Inversión inicial	-1.500.000						
Movimiento de caja	-50.235	293.254	333.504	421.168	456.720	465.154	483.446
CF	-1.550.235	293.254	333.504	421.168	456.720	465.154	483.446

Tabla 7.7. Flujo de Caja

Con las hipótesis expuestas y el flujo de caja obtenido, los valores de los indicadores de rentabilidad del proyecto son;

- **TIR=14%**
- **VAN= \$276.381.34**

Teniendo en cuenta las hipótesis planteadas, se observa que la inversión es factible, ya que los indicadores de rentabilidad son favorables a la realización de las propuestas.

Asimismo, la inversión empieza a dar beneficios (Pay-Back) a partir del séptimo año con \$276.381.34.



8. Diagrama de Gantt

Con el fin de hacer una planificación temporal se utiliza el conocido diagrama de Gantt. Esta popular herramienta gráfica cuyo objetivo es mostrar el tiempo de dedicación previsto para diferentes tareas o actividades a lo largo de un tiempo determinado. A pesar de que, en principio, el diagrama de Gantt no indica las relaciones existentes entre actividades, la posición de cada tarea a lo largo del tiempo hace que se puedan identificar dichas relaciones e interdependencias

En el siguiente diagrama de Gantt se pretende mostrar la duración estimada de las actividades a realizar en el caso de querer implantar las mejoras propuestas en este proyecto.

Para ello, se realiza la clasificación de las distintas actividades, las cuales se exponen a continuación.

Lista de actividades:

- **Actividad 1:** Organización de personal implicado en el proyecto y fijación de plazos.
- **Actividad 2:** Recopilación de información del sector y obtención de los contactos necesarios.
- **Actividad 3:** Estudio intensivo por una ingeniería de procesos y posterior valoración
- **Actividad 4:** Reuniones con la administración competente y acuerdos burocráticos
- **Actividad 5:** Obtención de permisos y alquiler y/o compra del material y maquinaria. Establecer contrato empresa construcción
- **Actividad 6:** Obras
- **Actividad 7:** Pruebas para la puesta en marcha y puesta en marcha definitiva.



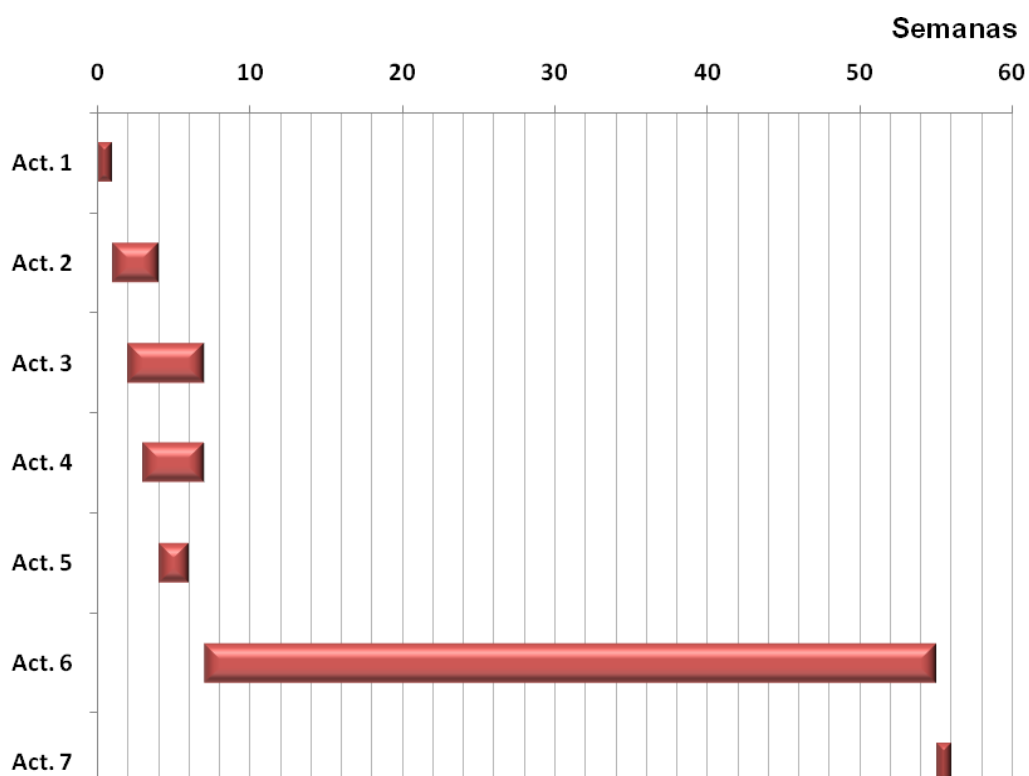


Figura 8.1. Diagrama de Gantt

Se prevé que, en el caso de implantar el proyecto, la duración aproximada de todas las actividades sea de 64 semanas o, un año y cuatro meses.



9. Presupuesto del proyecto

Este proyecto se basa en el estudio de un proceso industrial y para ello no ha sido necesaria la compra de ningún equipo. Así pues, el coste que se deriva del mismo se contabiliza como un coste de recursos humanos, que incluye los gastos del inmovilizado (oficinas y equipos informáticos) y del material fungible.

9.1. Equipos

En la siguiente tabla se muestra el coste de los equipos fijos.

Equipos	Tiempo (días)	Precio (€/día)	Coste total (€)
Oficina equipada	260	1	260
Subtotal Equipos			260

Tabla 9.1. Cuantificación equipos

9.2. Material

Durante la realización del proyecto han sido necesarios varios elementos de trabajo para el trabajo diario y la presentación final. Se muestran en la Tabla 9.2.

Elementos	Unidades (u)	Precio (€/u)	Coste total (€)
Hojas de papel	2.000	0,01	20
Cartuchos de tinta negra	2	27	54
Cartuchos de tinta negra	2	38	76
Memoria USB	2	20	40
Compact disc	2	1	2
Impresiones	5	2	10
Encuadernaciones	5	3	15
Subtotal Material			217

Tabla 9.2. Cuantificación del material



9.3. Recursos humanos

La cuantificación del coste de recursos humanos en función del rango del profesional se presenta en la Tabla 9.3.

Recursos humanos	Nº de horas	Tarifa (€/h)	Coste total (€)
Ingeniero junior	1.500	30	45.000
Ingeniero senior	6	45	270
Subtotal RRHH			45.270

Tabla 9.3. Cuantificación coste recursos humanos

Así pues, el coste total de recursos humanos es de 45.000 €, valor que corresponde al presupuesto del proyecto.

9.4. Presupuesto global

Así pues, el presupuesto global para la elaboración de este proyecto se resume en la siguiente Tabla:

Subtotal Equipos (€)	260
Subtotal Material (€)	217
Subtotal RRHH (€)	45.270
TOTAL (€)	45.792
IVA (16%)	7.327
TOTAL PROYECTO (€)	53.118

Tabla 9.4. Presupuesto total del proyecto



Conclusiones

Se ha comprobado, a partir de balances másicos y según las características de los elementos, que la instalación sería capaz de mejorar las especificaciones del CCCO si se realizara una recirculación del “Slurry Oi” al salir de la centrifugadora horizontal.

Así mismo, se debería estudiar con más detalle y hacer pruebas en campo prescindiendo del HCGO y reduciendo las pérdidas de calor, aportando más calor al sistema para compensarlo.

La producción, o cantidad de producto tratado y devuelto a la refinería no depende directamente de la planta, ya que es la propia refinería quien decide en cada momento la cantidad de CCCO que se obtiene y que es enviado a RRS. No se tienen datos sobre el funcionamiento de la refinería, por confidencialidad de datos.

Por otra parte, la instalación no necesita presentar ningún documento acreditativo al gobierno de NJ, departamento de la calidad del aire, ya que las emisiones se encuentran por debajo de los límites establecidos. Respecto a los residuos sólidos, el más tóxico y peligroso es el “Slurry Oil”, y se ha concluido que con las mejoras propuestas la cantidad a tratar se reduciría hasta un 70%. Este hecho hace que económicamente y ambientalmente la empresa sea más sostenible. El resto de recursos naturales empleados son correctos y no se modificaría su trato actual con excepción del consumo de agua en los procesos, en los que no se tiene información sobre cuál es el tratamiento que utiliza la refinería antes de verter el agua al alcantarillado.

Se ha estudiado y observando que RRS es capaz de mejorar su seguridad implementado varias mejoras físicas en la instalación. Sería conveniente, igualmente, cuidar la actualización y el orden la documentación física y digital de toda la gestión técnica y administrativa.

Finalmente, la inversión a realizar para implementar los cambios propuestos sería asequible para la empresa, teniendo en cuenta las hipótesis financieras asumidas.



Agradecimientos

No quisiera dejar escapar la oportunidad de dar las gracias a todas aquellas personas que me han apoyado, de una u otra manera, en hacer que este Proyecto de Fin de Carrera sea una realidad.

Me gustaría agradecer en primer lugar a todos los trabajadores de RRS por haberme facilitado el acceso a las instalaciones, por la paciencia en resolver mis dudas y, sobretodo, por su humor y su hospitalidad.

Obviamente, quisiera nombrar también a mi director de proyecto, Domingo Cucurull. Quién, con sus sabios consejos me ha ayudado a enfocar el proyecto.

No puedo olvidar a todos mis amigos y compañeros de universidad que, de una manera u otra, me han acompañado durante mis años universitarios y me han ayudado a desarrollarme como persona.

Quiero agradecer a toda mi familia y en especial a mis padres, por mostrar su interés y apoyarme en todo momento. A Sara y Víctor, quiénes me brindaron la oportunidad de realizar mi estancia en EEUU.

A Eric, por su apoyo incondicional desde el primer día que nos conocimos y sus gratas aportaciones al proyecto.

Gràcies! Gracias! Thanks!



Bibliografía

Referencias bibliográficas

- [1] Conoco Phillips Web Page. Oct 2008 www.conocophillips.com
- [2] H.K ABDEL-AAL, BAKR A. BAKR, M.A. AL-SAHLAWI. *Petroleum Economics and Engineering*. Second Edition. New Cork 1992.
- [3] J.H.GARY, G.E. HANDWERK. *Refino de Petróleo*. Editorial reverté sa. 1980.
- [4] H.K ABDEL-AAL, BAKR A. BAKR, M.A. AL-SAHLAWI. *Petroleum Economics and Engineering*. Second Edition. New Cork 1992.
- [5] ASTM D1250 - 08 Standard Guide for Use of the Petroleum Measurement Tables.2009 www.astm.org/Standards/D1250.htm
- [6] Westfalia Separator web Page. Nov 2008 www.westfalia-separator.com
- [7] Colorimetric tubes www.raesystems.com/products/colorimetric-gas-detection-tubes
- [8] Official Web Site for The State of New Jersey. Oct 2008 www.nj.gov
- [9] United States Enviromental Protection Agency (USEPA) www.epa.gov
- [10] New Jersey Administrative Code (NJAC). 2008 <http://www.state.nj.us/dep/>
- [11] AP 42, Fifth Edition, Volume I Chapter 7.Liquid Storage Tanks. 2008 www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch07/index.html
- [12] Code of Federal Regulations. Title 40, Volume 25. 2009. 40CFR261.32. www.gpoaccess.gov/cfr
- [13] OSHA. National electrical Code (NEC) www.nfpa.org
- [14] Occupational Noise Exposure. 2009. 29 CFR 1910.95 www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9736



Bibliografía complementaria

Domínios web

CONOCO PHILLIPS. www.conocophillips.com/Tech/energyanswers/energy101/index.htm

NEW JERSEY DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION.
www.state.nj.us/dep/aqm/Sub22v2004-04-05.htm

WORD REFERENCE. www.wordreference.com

MOBILTHERM. www.mobil.com/USA-English/Lubes/PDS/GLXXENINDMOMobiltherm_600.aspproducte

EMISSION STATEMENT PROGRAM. www.state.nj.us/dep/aqm/es/emission.htm

NOTÍCIAS JURÍDICAS. http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd430-2004.html

TANKS EMISSIONS ESTIMATION SOFTWARE, VERSION 4.09D
www.epa.gov/ttn/chief/software/tanks/index.html

PETROLEUM REFINERIES- CATALYTIC CRACKING, CATALYTIC REFORMING AND
SULFUR PLANT UNITS. www.epa.gov/ttn/atw/petuuu/petuuupg.html

WIKIPEDIA. <http://es.wikipedia.org/>

GOOGLE EARZ www.google.earz.com

AIR AND RADIATION. [www.epa.gov/air/docket.html"%20Docket%20ID%20No.%20OAR-2002%200033%20\(Legacy%20Docket#%20A-97-36](http://www.epa.gov/air/docket.html)

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.
<http://tonto.eia.doe.gov/energyexplained/index.cfm>,
http://tonto.eia.doe.gov/ask/gasoline_faqs.asp#gallons_per_barrel,
www.eia.doe.gov/basics/petroleum_basics.htm

API WEB PAGE. www.api.org

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ISO Y STANDARDS. www.astm.org



OSHA. COMPLIANCE DIRECTIVE CPL 2-2.35A, GUIDELINES FOR NOISE ENFORCEMENT-
APENDIX A. www.osha.gov

USEPA (United States Environmental Protection Agency. Emission Factor Documentation
for AP-42, Chapter 5: Petroleum Industry. www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/index.html

USEPA. United States Environmental Protection Agency. Emission Factor Documentation
for AP-42, Chapter 5: Petroleum Industry. www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/index.html

USEPA United States Environmental Protection Agency. *Emission Factor Documentation for
AP-42, Chapter 11.17: Lime Manufacturing.* www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch11/final/c11s17.pdf

Manuales

USEPA . United States Environmental Protection Agency. Emission Factor Documentation for
AP-42. www.epa.gov/ttnchie1/ap42

USEPA. Evaluating the Uncertainty of Emission Estimates. Emission Inventory

Improvement Program. www.epa.gov/ttn/chief/eiip/techreport/volume06/vi04.pdf

USEPA. United States Environmental Protection Agency. Clearinghouse for Inventories and
Emission Factors www.epa.gov/ttn/chief/emch/speciation

ABERNATHY, C.O., ROBERTS, W.C. *Risk assessment in the Environmental Protection
Agency. Journal of Hazardous Materials.* Vol. 39(2), 1994, p.135-142.

BROWN, A. E., BUCHIER, P. M. *Hazard identification analysis of a hydrogen plant. Process
Safety Progress.* Vol. 18(3), 1999, p. 166-169.

DESHOTELS, R., DEJMEK, M. *Choosing the level of detail for hazard identification. Process
Safety Progress.* Vol. 14(3), 1995, p. 218-225.

U.S Department of Energy. DOE HDBK-1100-2004: *Chemical Process Hazards Analysis.*
Washington, 2004.



EPA, 1991: U.S. Environmental Protection Agency, *Procedures for Preparing Emissions Projections*, U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, July 1991.

ALLARD, JEAN-LUC. *Fugitive Emissions from VCM-PVC*, SNCLavalin Environment Inc., Quebec, Canada, 2001.

Implications for Residual Risk under the Clean Air Act: Manual for Estimating Equipment Leaks, Chemical Manufacturers Association, 1998.

Preferred and Alternate Methods for Estimating Fugitive Emissions from Equipment Leaks, Volume II, Chapter 4, Eastern Research Group, Morrisville, North Carolina, 1996.

Protocols for Generating Unit-Specific Emission Estimates for Equipment Leaks of VOC and VHAP, U.S. EPA Emissions Standards Division, 1998.

